

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела _____

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема диссертации
АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУАВТОМАТИЧЕСКОЙ СЕПАРАЦИИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ МАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 665.622.2:622.276.8(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Кучурин Андрей Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	Д.Э.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Консультант	Гладких М.А.	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Т.Г.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А	-		

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела _____

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Кучурин Андрей Олегович

Тема работы:

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУАВТОМАТИЧЕСКОЙ СЕПАРАЦИИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ МАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора	28.02.2020 г., №59-108/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и технической информации по Майскому месторождению, тексты и графические материалы расчетов планово-технического отдела, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Введение 2. Общие сведения о месторождении 3. Обзор применяемых методов сепарации скважинной продукции и разрушения водонефтяной эмульсии 4. Техничко-технологический анализ полуавтоматического процесса сепарации скважинной продукции на установке подготовки нефти Майского месторождения 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

	6. Социальная ответственность 7. Заключение
Перечень графического материала	-
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Трубоченко Т.Г., к.э.н.
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин А.А., к.т.н.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	д.э.н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Кучурин Андрей Олегович		02.03.2020

Школа _____ Инженерная школа природных ресурсов _____
 Направление подготовки (специальность) _____ Нефтегазовое дело _____
 Отделение нефтегазового дела _____

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2020	<i>Теоретические основы подготовки нефти</i>	10
03.04.2020	<i>Технологические варианты управления узла УПН</i>	20
24.04.2020	<i>Постановка задачи исследования</i>	15
15.05.2020	<i>Объект и методы исследования</i>	20
25.05.2020	<i>Исследование различных технологических схем подготовки нефти</i>	10
5.06.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2020	<i>Оформление работы</i>	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	д.э.н.		29.02.2020

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.	-		29.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Кучурин Андрей Олегович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов внедрения установки: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оклад руководителя - 350 руб/час. Оклад главного инженера - 350 руб/час; Оклад инженера- 350 руб/час.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Северная надбавка 50%; Районный коэффициент 70%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения модернизации с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	- Описание потенциальных потребителей; - Анализ конкурентных технических решений; - SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование работ; Разработка графика Ганта. Формирование бюджета затрат на внедрение
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Описание потенциального эффекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Многоугольник конкурентоспособности
2. Диаграмма Ганта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т.Г.	Доцент, к.э.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Кучурин Андрей Олегович		29.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Кучурин Андрей Олегович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Анализ технологии полуавтоматической сепарации скважинной продукции на установке подготовки нефти Майского нефтяного месторождения (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Установка комплексной подготовки нефти</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - Правовые норма согласно ТК РФ, N 197-ФЗ; - Организационные мероприятия при работе за ПЭВМ.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2.1 Анализ вредных и опасных факторов <ul style="list-style-type: none"> - повышенный уровень шума - повышенный уровень вибрации - повышенная загазованность рабочей зоны - недостаточная освещенность рабочей зоны - отклонение показателей микроклимата в помещении - сосуды под давлением - электрический ток - пожароопасность 2.2 Мероприятия по снижению опасного воздействия
3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> - загрязнение атмосферы посредством выбросов в окружающую среду с факела - впитывание в почву химреагентов, горючесмазочных материалов - закачка в пласт метанольной воды
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	4.1 Возможные ЧС: <ul style="list-style-type: none"> - пожар; - утечка масла; - остановка электроснабжения; - гроза.

	4.2 Наиболее типичная ЧС – остановка электроснабжения
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Кучурин Андрей Олегович		29.02.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 89 стр., 16 рис., 22 табл., 24 источника литературы.

Ключевые слова: сепарация, установка подготовки нефти, скважина, пласт, обезвоживание, обессоливание, пласт, резервуар, отстойник.

Объектом данного исследования является УПН Майского нефтяного месторождения (Томская область).

Цель работы – проанализировать технологию полуавтоматической сепарации скважинной продукции на установке подготовки нефти Майского нефтяного месторождения.

Были рассмотрены общие сведения о Майском нефтяном месторождении: его географическое положение и климате местности. Также представлены данные исследования и анализа физико-химических свойств углеводородов, находящихся в пластах данного месторождения. Рассмотрены особенности разработки нефтяных оторочек (подгазовых зон) нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей, даны рекомендации для увеличения выхода товарной нефти. Сравнение технико-экономических показателей разделения газа или выделения тяжелых углеводородов из низконапорного газа с целью повышения выхода товарной нефти показало, что наиболее предпочтителен метод абсорбции. Проанализирована технологическая схема установки подготовки нефти, отдельно отмечены правила запуска установки в работу.

Сокращения и обозначения

УПН – установка подготовки нефти;
ГКС – газокompрессорная станция;
ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов;
УУЛФ – установка улавливания легких фракций нефти;
УПТГ – установка подготовки топливного газа;
ДНП – давление насыщенных паров;
УКПГ – установка комплексной подготовки газа;
ФНД – факел низкого давления;
ФВД – факел высокого давления;
ПАВ – поверхностно-активное вещество;
ППД – поддержание пластового давления;
БКНС – блочная кустовая насосная станция;
ПНГ – попутный нефтяной газ.

Содержание

Введение.....	15
1 Общие сведения о месторождении.....	16
1.1 Географическое положение и климат.....	16
1.2 Свойства и состав нефти, газа, конденсата, воды.....	17
1.3 Физико-химические свойства пластовых вод.....	18
2 Обзор применяемых методов сепарации скважинной продукции и разрушения водонефтяной эмульсии.....	19
2.1 Подходы к повышению операционной эффективности эксплуатации нефтяного месторождения на примере борьбы с высоковязкими эмульсиями в системе нефтесбора.....	20
2.2 Сепарация нефти, добываемой из подгазовых нефтяных оторочек.....	21
3 Техничко-технологический анализ полуавтоматического процесса сепарации скважинной продукции на установке подготовки нефти Майского месторождения.....	28
3.1 Оборудование для установки подготовки нефти.....	28
3.2 Описание технологического процесса и технологической схемы установки подготовки нефти.....	29
3.3 Правила запуска установки в работу.....	38
4 Определение параметров основного оборудования.....	44
4.1 Расчёт горизонтального газонефтяного сепаратора.....	44
4.2 Блок нефтегазоводоразделителя с прямым подогревом.....	45
4.2.1 Внутреннее устройство НГВРП.....	46
4.2.2 Описание технологического процесса.....	47
4.3 Обезвоживание нефти.....	53
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения внедрения в систему подготовки нефти нефтегазоразделителя с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	57
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	57

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	57
5.1.3 SWOT-анализ.....	59
5.2 Планирование проведения модернизации оборудования.....	61
5.2.1 Структура проведения модернизации оборудования.....	61
5.2.2 Структура научно-технического исследования.....	61
5.2.3 Определение трудоемкости выполнения работ.....	62
5.2.4 Разработка графика проведения научно-технического исследования и проведения модернизации оборудования на установке подготовки нефти.....	63
5.3 Бюджет научно-технического исследования.....	65
5.3.1 Материальные затраты на модернизацию оборудования.....	65
5.3.2 Материальные затраты на научно-техническое исследование.....	66
5.3.3 Амортизационные отчисления на используемое оборудование при модернизации.....	66
5.3.4 Амортизационные при проведении научно-технического исследования.....	67
5.3.5 Заработная плата исполнителей при модернизации установки подготовки нефти.....	67
5.3.6 Заработная плата исполнителей для проведения научно-технического исследования.....	69
5.4.1 Формирование бюджета затрат.....	71
5.4.2 Формирование бюджета затрат проведения научно-технического исследования.....	72
5.5.1 Расчет экономического дохода при проведении геолого-технического мероприятия.....	72
5.5.2 Расчет экономического дохода при проведении геолого-технического мероприятия проведения научно-технического исследования.....	73
6 Социальная ответственность.....	75
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	75

6.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.....	75
6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	77
6.2 Производственная безопасность.....	78
6.2.1 Анализ вредных и опасных факторов.....	78
6.2.2 Мероприятия по снижению опасного воздействия.....	81
6.3 Экологическая безопасность.....	84
6.3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу.....	84
6.3.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу.....	84
6.3.3 Анализ воздействия объекта на литосферу.....	85
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	85
6.4.1 Анализ возможных ЧС.....	85
6.4.2 Наиболее типичная чрезвычайная ситуация.....	85
Заключение.....	87
Список использованной литературы.....	89

Введение

Добыча нефти и газа с технической точки зрения - это совокупность технологических процессов, осуществляемых на нефтегазодобывающих предприятиях для получения этих продуктов в определённом количестве и определённого качества.

Система сбора нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях - это совокупность трубопроводных коммуникаций и оборудования, предназначенных для сбора продукции отдельных скважин и доставки её до пунктов подготовки нефти, газа и воды.

При подготовке нефти проводят её обезвоживание (отделение воды) обессоливание (удаление солей) или стабилизацию. При необходимости применяют сочетание этих процессов. Подготовленную нефть по магистральным нефтепроводам или в цистернах по железной дороге подают на нефтеперерабатывающие заводы и другим потребителям.

Универсальной системы сбора нефти, газа и воды, т.е. такой, которую можно было бы эффективно применять на любом месторождении, не существует. Каждое месторождение имеет свои особенности, связанные с природно-климатическими условиями, размещением скважин, способами, объёмами добычи и физико-химическими свойствами нефти, газа и воды.

Таким образом, целью данной работы является анализ технологии полуавтоматической сепарации скважинной продукции на установке подготовки нефти Майского нефтяного месторождения.

Задачи исследования:

- 1) Изучить условия подготовки нефти на месторождении и проанализировать исходные данные;
- 2) Определить степень эффективности применения нефтегазоводоразделителя на установке подготовки нефти Майского месторождения.

1 Общие сведения о месторождении

1.1 Географическое положение и климат

Майское нефтяное месторождение географически расположено в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, в бассейне реки Васюган. Территория района месторождения представляет собой равнину с широкими заболоченными водоразделами и долинами рек. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах от плюс 120 м до плюс 135 м. Заболоченность местности составляет 50 - 60% территории. Основной водной артерией в районе проектируемых работ является р. Васюган, протекающая в непосредственной близости от площади работ. Климат района континентальный. Среднегодовая температура составляет плюс 3°C. Снежный покров устанавливается во второй половине октября и сохраняется до начала мая. Его высота составляет от 0,4 - 0,5 м на открытых участках до 2 м на лесных.

В административном отношении Майское нефтяное месторождение находится в южной части Кургасовского района Томской области. Ближайший населённый пункт - п. Майск, который расположен в 25 км по зимней дороге (рисунок 1.1).

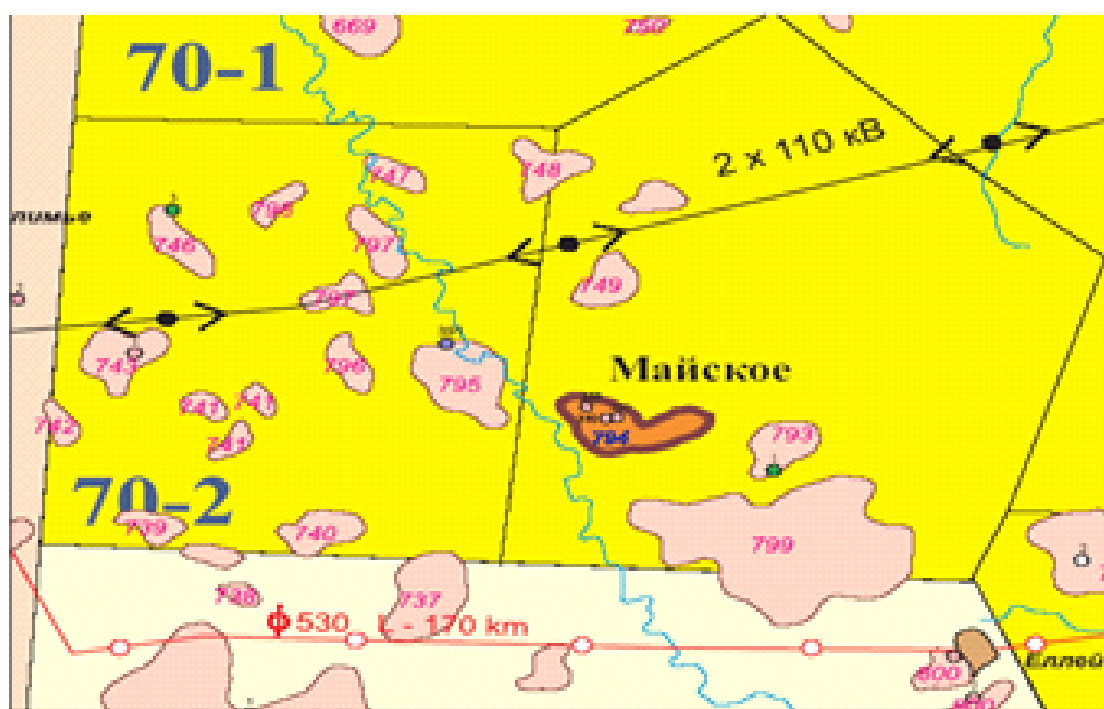


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района Майского месторождения

1.2 Свойства и состав нефти, газа, конденсата, воды

Пласт Ю₁³⁻⁴

Исследование и анализ физико-химических свойств углеводородов пласта Ю13-4 Майского месторождения проводились на устьевой пробе в скважине 392Р.

По результатам анализа, нефть можно классифицировать как:

- легкую (плотность нефти в поверхностных условиях 843 кг/м³);
- малосернистую (содержание серы – 0,3%);
- смолистую (содержание смолисто-асфальтеновых веществ – 5,8%);
- высокопарафинистую (содержание парафинов – 7,73%);
- с высоким содержанием светлых фракций (объемное содержание выкипающих фракций до 350°С составляет 61%).

Данные по компонентному составу и свойствам пластовой нефти пласта Ю₁³⁻⁴ Майского месторождения отсутствуют. Свойства пластовой нефти были усреднены по выбранным месторождениям. Для получения зависимостей свойств нефти от давления были использованы эмпирические корреляции Шилова для объемного коэффициента и Била для вязкости. Исследование химического состава и физических свойств пластовой воды не проводились. В подсчете запасов минерализация принята равной 35,5 г/л по месторождениям аналогам.

Пласт Ю₁₄₋₁₅

Исследование и анализ физико-химических свойств и состава углеводородов пласта Ю₁₄₋₁₅ Майского месторождения проводились на поверхностной пробе в скважине 392Р.

По результатам анализа, нефть можно классифицировать как:

- особо легкую (плотность нефти в поверхностных условиях составляет 797,4 кг/м³);
- не сернистую (отсутствует);
- малосмолистую (содержание смолисто-асфальтеновых веществ – 3,3%);
- высокопарафинистую (содержание парафинов – 17,78%);

- с высоким содержанием светлых фракций (объемное содержание выкипающих фракций до 350°C составляет 57%).

1.3 Физико-химические свойства пластовых вод

Исследование химического состава и физических свойств пластовой воды также не проводились. В подсчете запасов минерализация принята равной 36 г/л как максимум по горизонту Ю₁.

Таким образом, в ходе пробной эксплуатации залежи необходимо отобрать пробы пластовых флюидов и провести исследования, которые позволят определить физико-химические свойства нефти, газа и воды

Все пробы содержат большую примесь технической воды, обогащенной хлористым калием. В природных условиях содержание калия наблюдается не более 200-300 мг/л. В исследуемых пробах оно колеблется от 1272 до 6161 мг/л.

Содержание других макро- и микрокомпонентов низкое. Так, например, содержание стронция в водах юрских отложений не менее 300 мг/л. В исследованных пробах оно колеблется от 18,2 до 80,2 мг/л. Примерно на столько же понижено содержание йода, брома, лития, рубидия.

2 Обзор применяемых методов сепарации скважинной продукции и разрушения водонефтяной эмульсии

2.1 Подходы к повышению операционной эффективности эксплуатации нефтяного месторождения на примере борьбы с высоковязкими эмульсиями в системе нефтесбора

Большинство эксплуатируемых месторождений Волго-Уральского региона находится на поздней стадии разработки, которая характеризуется снижением добычи нефти, высокой обводненностью скважин, а в ряде случаев повышенной вязкостью нефти [1]. В связи с этим обеспечение минимально необходимого уровня затрат на поддержание инфраструктуры и борьбу с осложняющими факторами становится одной из основных задач.

В качестве объекта исследования выбрана часть системы нефтесбора одного из месторождений Удмуртской Республики, включающая 329 скважин, 70 групповых замерных установок (ГЗУ), 4 дожимные насосные станции (ДНС), 1 установку предварительного сброса воды (УПСВ) и 1 установку подготовки нефти (УПН), на которую также поступает продукция еще с восьми месторождений. Для снижения вязкости транспортируемой жидкости и осуществления путевой деэмульсации применяется деэмульгатор, дозируемый в 57 точках по всему цеху подготовки нефти и газа.

Несмотря на достаточно устойчивую работу в течение многих лет и кажущееся отсутствие необходимости оптимизации работы данного участка системы сбора нефти, был проведен ее технологический аудит, который состоял из следующих этапов.

1. Сбор первичной информации об объемах, составе, термобарических условиях транспортируемой жидкости по участкам, способе эксплуатации скважин, наличии блока дозирования реагента (БДР) и ГЗУ на скважине;
2. Гидравлический расчет системы трубопроводов;
3. Выявление и анализ причины отклонения расчетных данных от фактических;

4. Выявление участков, где возможно образование высоковязких эмульсий, на основе локализации зон, попадающих в диапазон критичной вязкости эмульсии;

5. Разработка рекомендаций и комплекса мероприятий по оптимизации технологического процесса сбора нефти;

6. Расчет экономической эффективности предлагаемых методов.

2.2 Сепарация нефти, добываемой из подгазовых нефтяных оторочек

Разработка нефтяных оторочек (подгазовых зон) нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей осложнена многофазностью потока в пласте, что приводит к возникновению негативных процессов, таких как оттеснение нефти в газовую зону, прорыв газа к забою добывающей скважины (увеличение газового фактора (ГФ) до 1500 м³/т и более). В результате коэффициент извлечения нефти не превышает 10 % начальных извлекаемых запасов [1]. Сепарация нефти из подгазовых нефтяных оторочек является вопросом, который требует постоянного решения в связи с разными геолого-промысловыми условиями разработки месторождений углеводородного сырья. Представляет интерес множество работ в отношении сепарации нефти, добываемой из подгазовых нефтяных оторочек, в частности, работа Максимова Ю.В., Иванова С.С. и Замаскиной Е.В., опубликованная в журнале «Нефтяное хозяйство» в №9 за 2017 год, «Сепарация нефти, добываемой из подгазовых нефтяных оторочек», в которой делается акцент на проблематику, связанную с процессами фазовых переходов при сепарации нефти в условиях постоянно меняющихся количества и состава добываемого нефтяного газа, что влияет на принимаемые технические решения и экономические показатели разработки. При разработке нефтяных оторочек, подготовке нефти к транспорту выход товарной нефти и давление насыщенных паров (ДНП) нефти могут как увеличиваться, так и уменьшаться в зависимости от термобарических условий сепарации, влияющих на массообмен и распределение легких фракций нефти (тяжелых фракций газа) между газовой и жидкой фазами. Для увеличения выхода товарной нефти следует обеспечить максимально возможное сохранение

в ней легких фракций (не допуская превышения ДНП в бомбе Рейда, установленного в ГОСТ Р 51858-2002 значения 66,7 кПа) [4].

При проектировании и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспорта нефти и газа режимы сепарации устанавливаются главным образом с учетом следующих факторов (типовая схема подготовки нефти месторождений Западной Сибири трехступенчатой сепарацией):

- на первой ступени сепарации давление устанавливается не ниже требуемого для бескомпрессорного транспорта нефтяного газа потребителю;

- на второй ступени сепарации давление определяется гидравлическим режимом работы оборудования и трубопроводов из условия работы концевой сепарационной установки (КСУ) при давлении 0,105 МПа;

- температура сепарации определяется режимами нефтесбора, термохимического обезвоживания нефти и необходимостью стабилизации нефти до ДНП не более 66,7 кПа (или 500 мм.рт.ст.).[4]

При этом не всегда обеспечиваются оптимальные режимы, позволяющие достигнуть максимального выхода товарной нефти. Для нефтяных месторождений с постоянным газовым фактором при условно стабильном режиме сепарации ДНП товарной нефти в процессе разработки не изменяется.

Как уже отмечалось, особенностями добычи нефти из нефтяных оторочек являются изменение количества добываемого газа (увеличение газового фактора в процессе разработки), его состава за счет прорывного газа, что может привести к изменению ДНП и, как следствие, выхода товарной нефти за счет переходов углеводородов C_{4+} из добываемого газа в нефть или наоборот.

При разработке нефтяных оторочек с повышением газового фактора и утяжелением газа (прорыв газа и изменение его состава при падении пластового давления) одновременно увеличивается выход товарной нефти и, как следствие, возрастает ДНП. При определенном значении газового фактора ДНП нефти превысит величину, регламентированную ГОСТ Р 51858-2002. На (рисунке 2.8) приведена зависимость выхода товарной нефти от газового фактора и состава газа для месторождения Ч. Из него видно, что увеличению выхода нефти

способствует повышению газового фактора и содержания компонентов C_{3+} в газе за счет растворения в нефти тяжелых углеводородов, выделяющихся из газа.[4]

При этом необходимо реализовывать технико-технологические решения, направленные на:

- повышение выхода нефти в случае возможного роста ДНП нефти до 66,7 кПа;
- стабилизацию нефти до ДНП, равного 66,7 кПа, при минимальных потерях нефти в случае ДНП более 66,7 кПа.

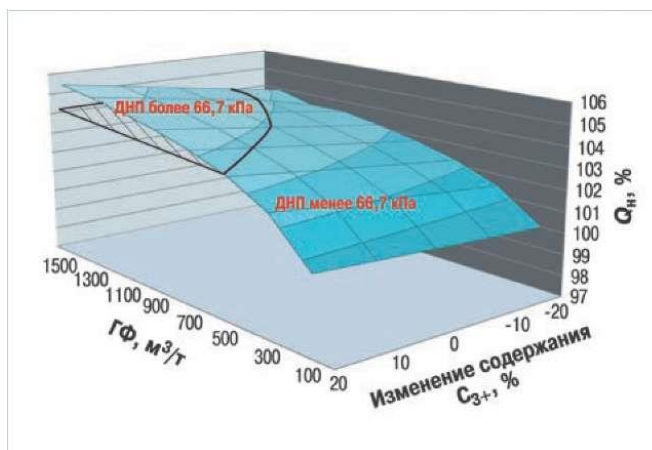


Рисунок 2.8 – Зависимость выхода товарной нефти Q_H при изменении ГФ и состава газа [4]

При повышении ДНП нефти до 66,7 кПа увеличение выхода товарной нефти возможно за счет изменения режимов сепарации и выделения тяжелых углеводородов из низконапорного газа, которые излишне растворены в последнем из-за несовершенства процесса сепарации нефти или однократного испарения. На (рисунке 2.9) показано влияние режимов сепарации нефти (давления на первой и второй ступенях сепарации) при неизменной температуре подготовки (принята равной 40 °С) и ДНП, равном 66,7 кПа, на выход товарной нефти для месторождения Ч. Из (рисунка 2.9) видно, что увеличению выхода нефти способствуют максимально возможное давление на первой ступени сепарации и минимально возможное давление на второй ступени сепарации.[4]

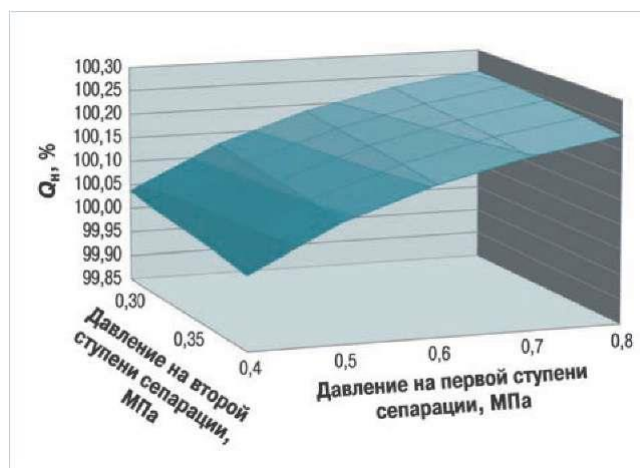


Рисунок 2.9 – Влияние режимов сепарации нефти (давление на первой и второй ступенях сепарации) на выход товарной нефти [4]

Для разделения газа или выделения тяжелых углеводородов из низконапорного газа с целью повышения выхода товарной нефти применяются две техно-логии: 1) абсорбция нефтью при давлении 0,7 МПа (после вакуумной компрессорной станции); 2) низкотемпературная сепарация.

Сравнение технико-технологических показателей данных технологий показывает, что наиболее предпочтителен метод абсорбции: меньшие металлоемкость и энергозатраты. Принципиальная схема применения абсорбционного способа выделения тяжелых углеводородов из низконапорного газа в процессе подготовки нефти приведена на (рисунке 2.10). Низконапорный нефтяной газ из сепаратора второй ступени С2 и КСУ направляется на вакуумную компрессорную станцию (ВКС), где доводится до давления 0,7 МПа, отделяется масло, поступающее в компрессор. Далее газ охлаждается в воздушном холодильнике и направляется в сепаратор А. Для снижения капитальных вложений сепаратор, входящий в состав ВКС, модернизируется регулярной насадкой и функционирует как абсорбер. Стабильная нефть подается в верхнюю часть абсорбера, газ - в нижнюю часть, в результате массообмена нефть обогащается углеводородами C_{4+} . [4]

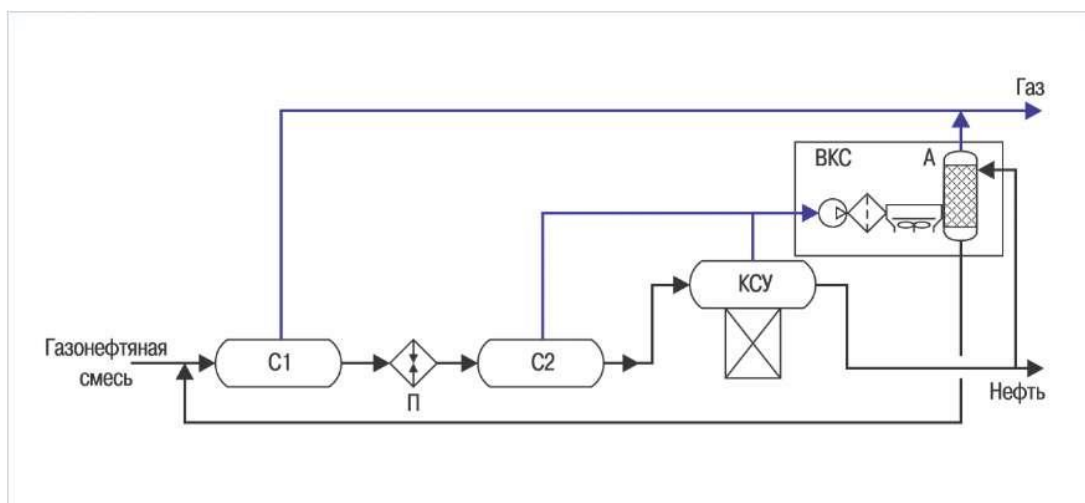


Рисунок 2.10 – Принципиальная схема применения абсорбционного способа выделения тяжелых углеводородов из низконапорного газа в процессе подготовки нефти (С1 - сепаратор первой ступени сепарации, П - нагреватель нефти) [4]

Эффективность процесса абсорбции возрастает с увеличением газового фактора нефти (рисунок 2.11): выход нефти увеличивается на 1,72 % при газовом факторе 1500 м³/т. Экономический эффект может составить до 240 млн руб. на 1 млн т добываемой нефти в зависимости от газового фактора.

При ДНП более 66,7 кПа возможны два способа его снижения: дополнительный нагрев, например, в печах, или отдувка легких компонентов нефти газом, например, первой ступени сепарации (подача газа первой ступени сепарации в трубопровод перед сепаратором КСУ) (РД 39-0148070-389-87-Р).

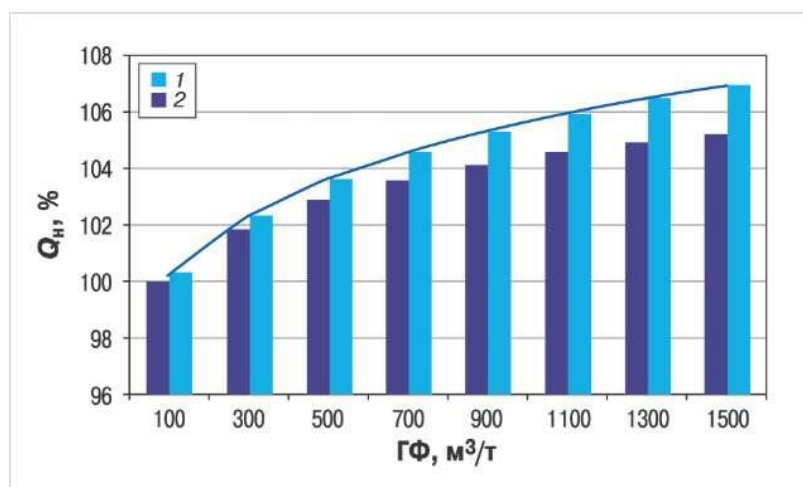


Рисунок 2.11 – Зависимость выхода нефти Q_n от ГФ без абсорбции (1) и с абсорбцией (2)[4]

Для сравнения применения двух способов регулирования ДНП были проведены оценка энергозатрат (на нагрев нефти для первого способа и повышение мощности ВКС концевых ступеней сепарации для второго способа) и исследование изменения выхода товарной нефти в зависимости от газового фактора. Расчеты выполнялись для условной нефти плотностью 850 кг/м³, плотность нефтяного газа - 1 кг/м³, газовый фактор - от 100 до 1500 м³/т, обводненность нефти - 50 %, производительность установки подготовки нефти 1 млн т/год. Для первого способа на заданный расход нефти рассчитывались мощность и энергозатраты на нагрев нефти, а также выход нефти при изменении газового фактора от 100 до 1500 м³/т с шагом 100 м³/т при условии постоянного ДНП, равного 66,7 кПа. ДНП нефти регулировалось ее нагревом в печи. Для второго способа на заданный расход нефти рассчитывались мощность и энергозатраты на компримирование низконапорного газа, а также выход нефти при изменении газового фактора от 100 до 1500 м³/т с шагом 100 м³/т при условии постоянного ДНП, равного 66,7 кПа, ДНП нефти регулировалось объемом газа первой ступени сепарации, подаваемого в трубопровод перед сепаратором КСУ.

Результаты исследований показали, что повышение температуры нагрева по сравнению с отдувкой позволяет получить больший выход товарной нефти, но требует больших энергозатрат. Результаты сравнения экономических показателей приведены на (рисунке 2.12), из которого следует, что схемы регулирования ДНП нефти имеют свою область применения. Так, при газовом факторе менее 750 м³/т экономически выгоднее нагрев нефти (прибыль от дополнительного извлечения нефти превышает затраты на подвод энергии). При газовом факторе более 750 м³/т в процессе разработки предпочтительнее становится отдувка за счет снижения энергозатрат.[4]

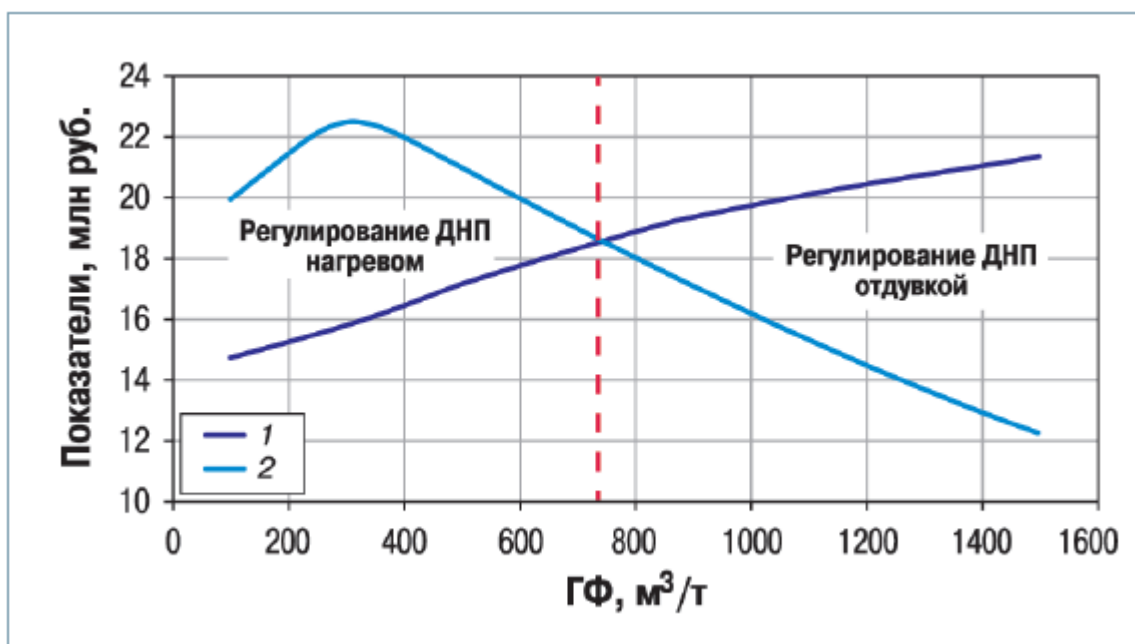


Рисунок 2.12 – Сравнение экономических показателей двух способов регулирования ДНП нефти: 1 - разница в затратах на нагрев/отдувку; 2 - прибыль от выхода нефти при нагреве/отдувке [4]

При концептуальном проектировании обустройства месторождения Ч были применены подходы к регулированию ДНП товарной нефти. Увеличение добычи нефти составит 241 тыс. т за 20 лет, или 1,25 %. Динамика добычи нефти и увеличение выхода нефти приведены на (рисунке 2.13). Дисконтированная прибыль за счет увеличения добычи нефти будет равна 1,42 млрд руб. за 20 лет.

Результаты исследования включают в себя:

1. При проектировании процессов сепарации и эксплуатации объектов подготовки нефти в случае совместной добычи газа из газовых шапок и нефти из нефтяных оторочек с целью повышения эффективности разработки, увеличения выхода и снижения потерь нефти в условиях постоянно изменяющегося газового фактора и состава нефтяного газа необходимо применять технико-технологические решения по регулированию давления насыщенных паров нефти.

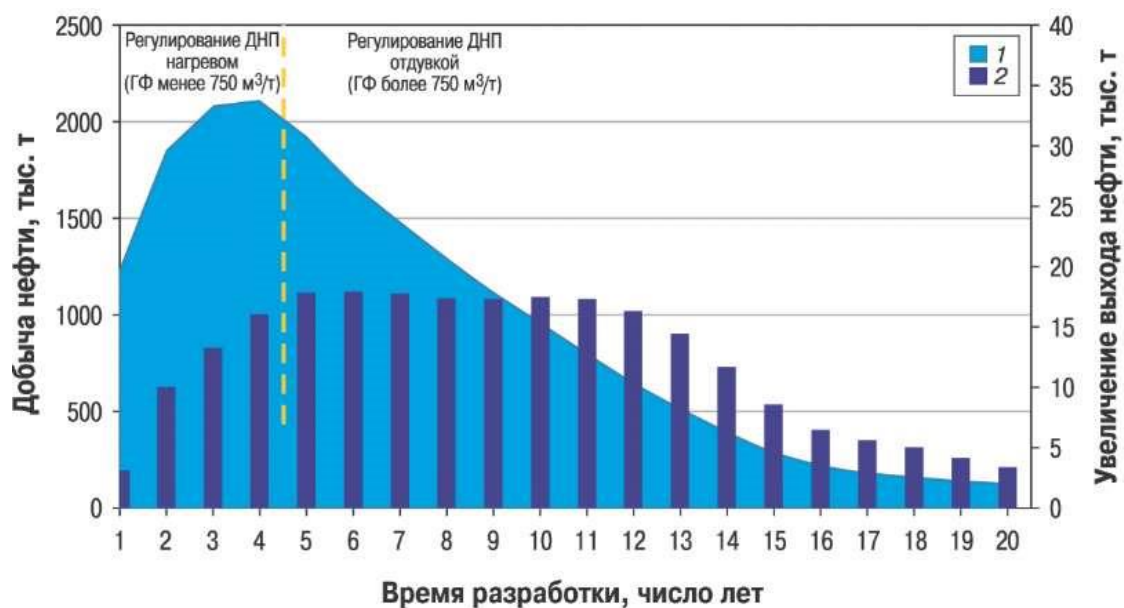


Рисунок 2.13 – Динамика добычи и увеличение выхода товарной нефти при применении двух подходов к регулированию ДНП нефти: 1 - проектная динамика добычи; 2 - увеличение выхода нефти за счет оптимизации работы установки подготовки нефти [4]

2. Варьирование режимов сепарации нефти в зависимости от изменения газового фактора в диапазоне 100-1500 м³/т и состава газа дает возможность снизить потери/повысить выход товарной нефти на 0,25 %.

3. Регулирование давления насыщенных паров нефти путем применения абсорбции позволяет увеличить выход нефти.

4. Совокупность технических решений и технологических приемов по регулированию давления насыщенных паров нефти дает возможность снизить потери/повысить выход товарной нефти до 2 % общей добычи нефти.

5. Эффект от реализации предложенных технико-технических решений составляет до 240 млн руб. при добыче 1 млн т нефти.[4]

3 Технико-технологический анализ полуавтоматического процесса сепарации скважинной продукции на установке подготовки нефти Майского месторождения

3.1 Оборудование для установки подготовки нефти

В состав технологических сооружений подготовки нефти на УПН «Майское» входят: технологическая площадка в составе:

- нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ-1,2 $V=100 \text{ м}^3$;
- газовый сепаратор ГС-1, ГС-2 $V=25$ и $0,8 \text{ м}^3$;
- отстойник нефти О-1 $V=200 \text{ м}^3$;
- сепаратор концевой ступени КСУ-1,2 $V=100 \text{ м}^3$.

Резервуар вертикальный стальной (РВС) - вертикальная ёмкость для накопления, хранения, подготовки и учета нефти. Резервуары нефти Р-1,2 $V=3000 \text{ м}^3$;

Путевой подогреватель нефти ПП-1,6А предназначен для подогрева нефти перед концевой ступенью сепарации, площадка подогревателей в составе:

- нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом НГВРП-1;
- блок промежуточный;
- путевой подогреватель П-1 ПП-1,6.

Оборудование УПН:

- Насосные станции в составе:
 - Насосная внешней откачки;
 - Насосная внутренней перекачки .
- Установка дозирования химреагента (2шт.);
- Емкость дренажная $V = 63 \text{ м}^3$ (3 шт.).
- Факельное хозяйство в составе:
 - Площадка запорно-регулирующих устройств газа;
 - Емкость дренажная (конденсатосборник) $V = 12.5 \text{ м}^3$ (2 шт.).
- Насосная над артскважиной (2 шт.);
- Узел дополнительных работ.[5]

3.2 Описание технологического процесса и технологической схемы установки подготовки нефти

Продукция скважин с кустовых площадок Майского нефтяного месторождения через задвижки №3, 91, 265э, №5 и кустовой площадки Южно-Майского месторождения через задвижки №1, №471э, №472э, №475э направляется в установку предварительного отбора газа (УПОГ). Узел подключения представляет собой объединенный входной коллектор гребенки, выполненный из трубопровода (Ду 530х9) (ст.09Г2С) с врезками подводящих трубопроводов. Также на перспективу предусмотрены врезки во входной коллектор с задвижками Зд-473(1) и Зд-474(2) для подключения нефтесборных коллекторов. Трубная обвязка путевого подогревателя нефти ПП-1,6(3) позволяет производить подогрев поступающей скважинной продукции после узла подключения и перед УПОГ, но исключая данный подогреватель из схемы подогрева эмульсии после НГСВ. Закрывая задвижки №355э, №339э, №354э, №348э, открывая задвижки №20э, №119, №130, №131, №125-127. В объединенный коллектор входной гребенки узла подключения организована подача химического реагента для снижения агрегативной устойчивости нефтяных эмульсий плунжерными насосами из блока дозирования реагентов БДР-4. Для узла подключения предусмотрена сигнализация изменения давления 15% от Рраб.

Система автоматизации блоков БДР-3, 4 предусматривает:

- контроль работы дозирочного насоса;
- сигнализацию несанкционированного входа в блок;
- сигнализацию минимальной температуры в блоке;
- контроль и сигнализацию загазованности, с включением аварийной вентиляции;
- сигнализация превышения температуры в технологической емкости.

Для снижения пульсаций и отрицательных последствий диспергирования на процесс отделения пластовой воды от нефти, в сепараторе НГСВ, нефтегазоводяная смесь от узла подключения поступает на трубную установку

предварительного отбора газа УПОГ (Ду 700мм), позволяющую создать наиболее оптимальные условия для расслоения фаз и способствующий более полному отделению газа. Газ, отделившийся в УПОГ, направляется в газовый сепаратор ГС.

Для УПОГ предусмотрен контроль давления в газовой и жидкостной линиях по месту.

Технические характеристики УПОГ:

- условный диаметр 700мм;
- угол наклона восходящего участка не более 8-12 градусов, длина - не менее 15м;
- длина горизонтального участка 2-3 м;

После УПОГ жидкость направляется через задвижки №7, 332э на 1-ую ступень сепарации в сепаратор НГСВ (рисунок 3.1). Необходимый уровень жидкости в сепараторе поддерживается регулирующим клапаном Кж-2. Необходимый уровень воды в сепараторе поддерживается регулирующим клапаном Кж-1. Необходимое давление $\sim 0,5$ МПа (изб.) в системе аппаратов НГСВ - ГС поддерживается запорно-регулирующим клапаном Кг - 4, установленном на узле учета и распределения газа.

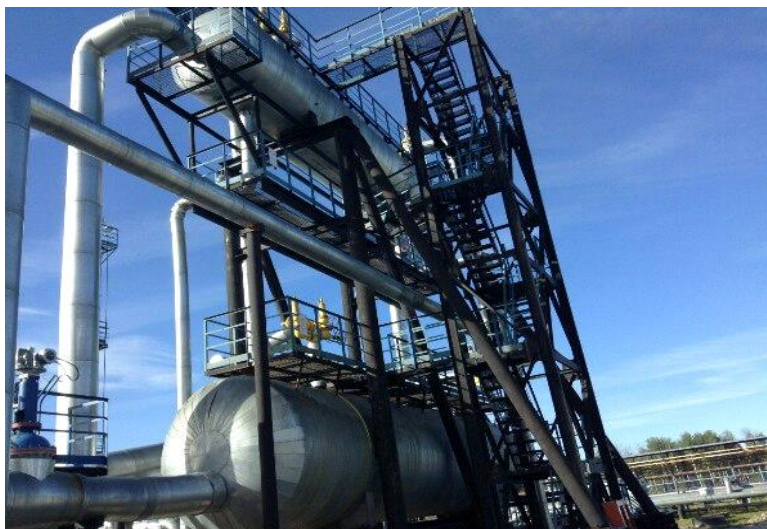


Рисунок 3.1 – нефтегазосепаратор со сбросом воды

Система автоматизации нефтегазового сепаратора (НГСВ) обеспечивает:

- автоматическое регулирование уровня жидкости аппарата в рабочих пределах клапаном Кж-2 и сигнализацию отклонения от нормы;
- дистанционный и местный контроль рабочего давления в аппарате,
- дистанционный контроль и сигнализацию максимального перепада давления на сетке;
- местный и дистанционный контроль температуры в аппарате;
- дистанционный контроль уровня воды и нефти в нефтесборном и отстойном отсеках аппарата;
- сигнализация верхнего и нижнего аварийного уровня нефти в нефтесборном отсеке аппарата;
- местный контроль температуры в выходных трубопроводах пластовой воды.

Частично дегазированная нефть из НГСВ через электроприводные задвижки №122, №128, №348э, №345э, №14, №92, №23, №32, №351э, №24, №33, №76, №277э (все электроприводные задвижки в обозначении имеют букву – э), (для всех электроприводных задвижек, регулирующих клапанов предусмотрена сигнализация положения рабочего органа задвижек и клапанов, управление со щита и по месту), направляется в путевой подогреватель П-0,63 (1), ПП-1,6 (2), ПП-1,6 (3). В подогревателе нефть нагревается до температуры $40 \div 55^{\circ}\text{C}$ и направляется в концевой сепаратор КС.

Газ для питания горелок путевых нагревателей подается с линии выхода газа концевой ступени сепарации (КС), проходя через газосепаратор ГС – 5, через задвижки №74г, №43э, №48г, №268э, №267э, №49г, №270э, №41г подается на запальную и основную горелки, сжигается в топке подогревателя, отдавая тепло промежуточному теплоносителю. В качестве промежуточного теплоносителя используется пресная вода. Регулирование давления осуществляется клапаном Кг-1 узла распределения газа. Охлажденные продукты сгорания через дымовую трубу выводятся из топки в атмосферу.

В состав системы автоматизации подогревателя входят:

- станция управления на каждый подогреватель с общей операторской станцией с комплектом приборов полевого уровня.

Автоматизация подогревателей П-0,63(1), ПП-1,6(2); ПП-1,6(3); предусматривает:

- автоматический дистанционный розжиг горелочных устройств, с предварительным проветриванием топочного пространства естественной тягой;
- автоматическое регулирование давления топливного газа, подаваемого к горелочным устройствам, сигнализация отклонения от нормы;
- автоматическое регулирование температуры нагрева промежуточного теплоносителя, сигнализация отклонения от нормы;
- контроль и сигнализация отклонения от нормы значения давления, нагреваемой нефти на входе в подогреватель;
- контроль и сигнализация отклонения от нормы уровня промежуточного теплоносителя в емкости;
- контроль наличия пламени на основных и запальных горелках;
- защиту и блокировку печи в случае отклонения значений основных описанных выше технологических параметров, и отключении электроэнергии и обрыве линии связи;
- контроль давления нефти на выходе из подогревателя с сигнализацией минимального значения;
- местный и дистанционный контроль температуры нефти на выходе с сигнализацией предельных значений.[5]

Из подогревателей нефти П-0,63(1), ПП-1,6(2); ПП-1,6(3) нефть через задвижки №77, №278э, №37, №38, №35, №31, №346э, №12, №22, №350э, №124, №349э, №120, №129, №354э, №121, №340э в сепаратор концевой ступени КС, где осуществляется окончательная дегазация смеси при температуре $50 \div 55$ °С. Конструктивно КС представляет собой трехфазный сепаратор, что позволяет удалять отделенную от нефти воду из аппарата. Необходимый уровень нефти в

нефтесборном отсеке сепаратора поддерживается регулирующим клапаном Кж-4. Необходимый уровень воды в приемной ванне сепаратора поддерживается регулирующим клапаном Кж-5.

Автоматизация сепаратора включает:

- автоматическое регулирование уровня нефти в рабочих пределах и сигнализацию отклонения от нормы;
- сигнализацию максимального перепада давления на сетке;
- местный и дистанционный контроль температуры в аппарате;
- дистанционный контроль уровня воды и нефти в нефтесборном и отстойном отсеках аппарата;
- сигнализация верхнего и нижнего аварийного уровня нефти в нефтесборном отсеке аппарата;

Аварийное опорожнение оборудования технологической площадки (УПОГ, НГСВ, КС и ГС) осуществляется в емкость ЕА-1, емкость дренажную ЕД-3. Нефть с КС поступает в резервуары РВС-1 (рисунок 3.2) самотеком, через открытые задвижки №124-126, №342э, №44, в РВС-2 через задвижку №43 или в РВС-3 через задвижку №132э, №149.



Рисунок 3.2 – Резервуар вертикальный стальной

Система автоматизации резервуаров осуществляет:

- контроль текущего уровня нефти по месту и дистанционно с сигнализацией минимального, максимально допустимых и аварийных уровней;
- при максимальном уровне автоматическое закрытие задвижек (129э, 342э, 130э, 131э, 134э, 132э) для РВС-1, 2, 3;
- контроль межфазного уровня с сигнализацией минимального и максимального уровня воды;
- местный и дистанционный контроль температуры.
- контроль загазованности.

Вывод нефти из вертикальных резервуаров предусматривается через стояки на уровне 0,25м, 2,5м, 4м, 7м. Подтоварная вода из резервуаров РВС-1, 2, 3 периодически сбрасывается в емкость ЕД-4, ЕД-10, ЕА -1 с последующей подачей в систему БКНС ППД. В случае уноса определенного количества эмульсии в резервуары БКНС (РВСВ-2000м³, РВСВ-1000м³) предусмотрена возможность сброса отстоявшейся эмульсии в технологию УПН через емкости ЕД-5, ЕД-12.

Для резервуаров нефти предусмотрены следующие схемы работы:

1. Нефть РВС-1, 2, 3 с уровня 0,25м, 2,5м, 4м, 7м подается на вход насосной внешней перекачки Н-2/1(2) или Н-3/1(2) или подается на площадку налива нефти в автоцистерны, насосной внутренней перекачки нефти Н-1/1(2);
2. Предусмотрена возможность внутрипарковой перекачки нефти из резервуара в резервуар насосами Н-1/1(2).

Системой автоматизации насосных внутренней и внешней перекачки предусматривается контроль следующих параметров:

- возможность пуска и остановки насоса по месту, остановка - со щита;
- контроль рабочего состояния насоса;
- температуры подшипников;
- контроль наличия защитного кожуха;
- давления на приеме и нагнетании насосов;

- утечки с сальниковых уплотнений;
- загазованности в блок-боксе;
- перепада давления на фильтре;
- «пожар» в блок – боксе;
- контроль вибрации насосов;
- давление в корпусе торцевого уплотнения (внутренняя перекачка);
- контроль параметров и управление частотным преобразователем (внешняя перекачка).

При отклонении параметров предусмотрена световая и звуковая сигнализация.

Утечки с насоса Н-1/1(2), Н-2/1(2), Н-3/1(2) поступают в емкость ЕД-11. Помимо этого, предусмотрена возможность дренажа фильтров в насосных внутренней и внешней перекачки Ф1/1(2), Ф2/1(2), Ф3/1(2) в емкость ЕД-11.

Учет товарной нефти, откаченной в межпромысловый нефтепровод осуществляется системой измерения количества и показателей качества нефти (СИКН). Поступление нефти в СИКН из насосной внешней перекачки осуществляется через задвижку №134. СИКН включает в себя блок измерительных линий (БИЛ) и блок измерения качества (БИК). Учет нефти осуществляется массомерами MicroMotion по двум линиям. Контроль метрологических характеристик (КМХ) осуществляется посредством отдельной линии. БИК предназначен для контроля качества откачиваемой продукции, укомплектован плотномером, влагомером и пробоотборниками. Дренаж рабочих линий СИКН осуществляется в емкость ЕД-11.

Система автоматизации СИКН осуществляет контроль следующих параметров:

- давление на входе/выходе СИКН;
- перепад давления на фильтре;
- давление в линиях БИЛ;
- температура в линиях БИЛ;

- мгновенный расход нефти в линиях БИЛ;
- индикация фазового состояния нефти в БИЛ;
- температура в линии на выходе СИКН;
- загазованность в помещении СИКН;
- температура в помещении СИКН;
- плотность нефти;
- содержание влаги в нефти;
- расход нефти в БИК;
- давление в БИК;
- температура нефти в БИК;
- управление режимом работы БИЛ;
- управление режимом работы пробоотборников.

На выходе из УПН, после насосной внешней перекачки, в трубопровод прокачки нефти в межпромысловый нефтепровод организована подача депрессорной присадки. Ввод химического реагента осуществляется плунжерными насосами посредством блока дозирования БДР-3. БДР-3 оснащен двумя емкостями для хранения реагента, внешним и внутренним, опорожнение которых, в случае технологической необходимости производится в емкость ЕД-11.

Слив автоцистерн производится в емкость ЕД-11 через задвижку №101д. Для предотвращения попадания в емкость посторонних предметов после задвижки установлен фильтр. Принятая жидкость раскачивается погружным насосом в КС, проходя через подогреватели нефти.

Нефтяной газ от первой ступени (НГСВ) направляется для дополнительной очистки от капельной жидкости в газовый сепаратор ГС-1 (25м³) (рисунок 3.3). Отделенная жидкость отводится из сепаратора ГС-1 (25м³) по уровню в дренажную емкость ЕД-3, регулирование уровня производится регулирующим клапаном Кж-3 (из-за недостаточного уровня конденсата, сброс осуществляется в ручном режиме, через задвижку № 53д, клапан Кж-3, демонтирован).



Рисунок 3.3 – Газосепаратор - 1

Система автоматизации ГС-1 (25м³) осуществляет:

- автоматический сброс конденсата по уровню, с сигнализацией предельных аварийных уровней;
- автоматическое регулирование давления;
- сигнализацию максимального перепада на сетке;
- местный и дистанционный контроль давления с сигнализацией отклонения $\pm 15\%$ от $P_{\text{раб.}}$;
- местный и дистанционный контроль температуры.
- сигнализация предельных и аварийных значений уровня конденсата.

После очистки в сепараторе ГС-1 (25м³) газ также поступает на дополнительную очистку в ГС-2 (рисунок 3.4) (РСКУ-500), ГС-3 (V-1,6 м³), БМУПГ, ГС-4 (РСКУ-500), газ поступает через распределительную гребенку на узел учета газа. Часть газа используется на собственные нужды: в качестве топливного для печей П-1, П-2, П-3, котельной, ГПЭС, для системы розжига и дежурной горелки факелов; продувки факельных коллекторов. Предусмотрен замер расходов газа как используемого на собственные нужды, так и сжигаемого на факелах высокого и низкого давления. Также осуществляется контроль

давления на каждой газовой линии. Все измерительные устройства снабжены байпасными линиями.



Рисунок 3.4 – Газосепаратор - 2

3.3 Правила запуска установки в работу

Пуск установки осуществляется согласно приказу руководства о начале пуско-наладочных работ. В приказе должны быть четко определены лица, ответственные за общее административно-техническое руководство; оперативно-техническое руководство пуском, а также обязанности руководителей служб.

До начала пуска установки необходимо задействовать и отладить работу вспомогательного оборудования и установки, а именно:

- принять на площадку электроэнергию и задействовать электрооборудование;
- привести в работоспособное состояние систему пожаротушения;
- проверить работоспособность канализационной системы и дренажных емкостей;

- проверить работоспособность КИП и А, системы сигнализации и блокировок.

Кроме того, до начала пуска установки должны быть:

- закончены все строительно-монтажные работы на ее территории и произведена ее очистка от посторонних предметов;
- произведена ревизия и обкатка основного и вспомогательного оборудования;
- технологическое оборудование и трубопроводы проверены и испытаны;
- разработана и утверждена в полном объеме техническая документация;
- установка укомплектована первичными средствами пожаротушения;
- обслуживающий персонал обучен, аттестован и обеспечен индивидуальными средствами защиты.

Пуск установки осуществляется в следующей последовательности:

- а) заполнение аппаратов и трубопроводов водой;
- б) включение в работу факельной установки (малое пламя);
- в) вытеснение воды из системы нефтью и вывод установки на нормальный технологический режим (НТР).

Перед приемом нефти на установку, необходимо предварительно удалить воздух из оборудования и трубопроводов, во избежание образования взрывоопасных концентраций смеси паров углеводородов и кислорода воздуха.

Удаление воздуха производится путем вытеснения его водой при заполнении ею аппаратов и трубопроводов. Первоначальное заполнение аппаратов водой производится с минимальной скоростью. Во время заполнения необходимо вести постоянный контроль за герметичностью и состоянием оборудования, путем визуального осмотра и обходов.

Порядок проведения заполнения технологической системы водой следующий:

- открыть воздушники на аппаратах;
- собрать технологическую схему через байпасы, минуя клапаны-регуляторы;
- подать воду по временной схеме на вход установки;
- по мере заполнения аппарата и трубопроводов, закрыть воздушники в высших точках.

После заполнения аппаратов водой, подачу воды прекратить. Вытеснение воды из системы нефтью производится в следующей последовательности:

- минимально открыв задвижки 1, 2, Аз-3, Аз-23 на входе нефти на установку поднять давление в НГСВ-1,2 до 3-4 кгс/см², открыть задвижки на выходе газа 200,202,204,206 до газового сепаратора ГС-1;
- задвижку 213,216 на байпасе регулирующего клапана после газового сепаратора ГС-1 на байпасе газа сбрасываемого на факел для продувки газовых линий на факел;
- при появлении уровня в НГСВ-1,2, перевести управление клапанами поз. LICA-411, LICA-414 на отводе нефти из НГСВ-1,2 поз. LCV-411, LCV-414 и управление клапанами поз. LDICA-412, LDICA-415 на отводе воды из НГСВ-1,2 поз. LDCV-412, LDCV-415 в автоматический режим, выставив задание 40-50%;
- установить давление в НГСВ-1,2 и ГС-1 в пределах 3,0-4,0 кгс/см², перейти на автоматический режим управления клапаном поз. PCV 212, начать сброс газа на факел;
- после заполнения НГСВ-1,2, открыть задвижки Аз-4, 14, 15,16 и 10 начать заполнять змеевики и байпасные линии подогревателей нефти П-1 и сепаратора НГВРП-1;
- по мере набора давления открыть задвижку 224 на газовой линии и продуть газовую линию на выходе из нефтегазодоразделителя НГВРП-1 на факел;
- при появлении раздела фаз в НГВРП-1 перевести управление клапанами на отводе воды и нефти из НГВРП-1 в автоматический режим, выставив задание 40-50%, открыть задвижку на линии выхода нефти 19 и 23 в концевой сепаратор КСУ-1,2 и заполнить его, приоткрыв задвижку 226,227 на газовой линии на факел;
- по мере набора давления открыть задвижки на выходе из подогревателя нефти и задвижки на входе в отстойник О-1;
- по мере повышения давления открыть задвижку 237 на газовой линии и продуть газовую линию на факел;

- при появлении раздела фаз в О-1 перевести управление клапанами на отводе воды из О-1 в автоматический режим, выставив задание 40-50%, открыть задвижку 18 на выходе нефти из О-1 и на линии входа нефти в концевой сепаратор КСУ-1,2 задвижка 19, 23 и заполнить его, приоткрыв задвижку 226, 227 на газовой линии на факел;
- при появлении уровня в КСУ открыть задвижки на выходе нефти из сепараторов в РВС-1,2, при этом арматура гидрозатворов остается закрытой;
- открыть задвижку 217 и заполнить газосепаратор ГС-2, после подъема давления открыть задвижки 218, 221, 210, 233, 240 и 230 и продуть линии технологического газа на подогреватели нефти П-1 и НГВРП-1 на свечу, горелки факела и газ на ГПС соответственно;
- после заполнения всех аппаратов, продувки газовых линий начать подавать нефть в резервуар Р-1(2), открыв задвижку Аз-7 и входную арматуру резервуара Р-1;
- заполнив резервуар Р-1 на 5 м, открыть задвижку 32, 34 для перетока нефти в резервуар Р-2;
- после набора уровня нефти в РВС-1,2 открыть задвижку на выходе нефти из резервуара, задвижку Аз-8;
- подготовить насос Н-1...4 к пуску (открыть задвижку Аз-11, Аз-14, Аз-17, Аз-20, задвижки на выходе насосов должны быть закрыты);
- открыть воздушки на выходе насосов, произвести заполнение приемного трубопровода и корпуса насоса нефтью до появления ее на выходе воздушек, закрыть воздушки;
- включить в работу узлы учета нефти поз, выставить задание регуляторам уровня в резервуаре (клапаны поз. FCV 3041 и FCV 3043);
- открыть задвижку Аз-9, Аз-10, включить насос, после набора давления медленно открыть задвижку на выходе насоса;

Проектом предусматривается возможность откачки нефти насосами Н-1,4 непосредственно из сепараторов КСУ-1,2. Для этого датчики уровня в резервуарах Р-1,2 отключаются от клапанов поз FCV 3041 и FCV 3043.

Управление клапанами переводится на датчики уровня в КСУ. Запорная арматура гидрозатвора на выходе КСУ открывается. Залив насосов Н-1,4 производится самотеком из сепараторов КСУ, после чего насос запускается в соответствии с инструкцией завода-изготовителя (запуск насоса на закрытый выход, медленно открыть задвижку после набора давления).

Проектом предусматривается два режима поддержания давления в сепараторах первой ступени сепарации нефти.

Первый режим: при избытке попутного нефтяного газа давление сепарации поддерживается клапаном поз. РИС 212 сбросом избытка на факел высокого давления.

Второй режим: в условиях дефицита газа клапан поз РИС 212 полностью закрыт, регулирование давления сепарации нефти осуществляется системами регулирования давления газа на входе газопоршневой компрессорной станции. Таких систем в составе ГПКС несколько: изменением числа оборотов вала поршневого компрессора, байпасной линией с выхода КС на ее вход, дросселированием газа на входе компрессора.

Перед пуском факельной установки произвести откачку жидкости из дренажных емкостей Е-01, 02 которая могла попасть туда при заполнении системы нефтью.

Перед запуском факельная система продувается попутным нефтяным газом давлением не более 1 кгс/см^2 , до содержания кислорода в продувочном газе не более 2%. Розжиг факела разрешается при отсутствии взрывоопасной концентрации на территории факельной установки.

Минимальное время продувки вычисляется из расчета:

- для продувки требуется не менее 10 кратного объема на продуваемый объем трубопровода.

При продувке легким газом время продувки больше, чем при продувке тяжелым газом. Но «тяжелый» газ в атмосфере рассеивается дольше и загрязняет большую площадь. Все эти обстоятельства учитываются при проведении

продувочных работ. В любом случае решение о начале и окончании продувки принимается по показаниям приборов СГГ-20Н и Анкат 76-64.

Подготовка к работе и запуск факельной установки состоит из:

- продувки трубопроводов дежурной и запальной горелок;
- опробование розжига запальной и дежурной горелок;
- отключение опробованных горелок;
- продувки факельного коллектора и ствола факела;
- розжиг «малого пламени»;
- розжиг «большого пламени».

После проведения всех вышеперечисленных мероприятий установка готова к работе.[6]

4 Определение параметров основного оборудования

4.1 Расчёт горизонтального газонефтяного сепаратора

Необходимо подобрать горизонтальный газонефтяной сепаратор конструкции ЦКБН, если нагрузка на него по нефти составляет 10 000 м³/сут с рабочим давлением 0,4 МПа и температурой 20°C.

Давление насыщения пластовой нефти 9 МПа, пластовая температура 54°C, газонасыщенность 70 м³/т (объем газа приведён к н.у.) плотность дегазированной нефти при 20°C и атмосферном давлении 836 кг/м³, относительная (по воздуху) плотность газа однократного разгазирования нефти 1,09, молярные доли-азота 0,0278 и метана 0,3906 в газе однократного разгазирования.

Давление насыщения нефти газом при 20°C:

$$f_{ui} = \frac{701,8}{\Gamma_e(N_{CN4} - 0,8 \cdot N_A)}, \quad (4.10)$$

где: N_{CN4} - молярная доля метана, N_A - молярная доля азота.

$$f_{ui} = \frac{701,8}{70(0,3906 - 0,8 \cdot 0,0278)} = 27,22 \text{ МПа}$$
$$P_{s20} = P_s + \frac{20 - t_{nl}}{9,157 + f_{ui}}, \quad (4.11)$$

где: P_s — давление насыщения нефти газом при пластовой температуре, МПа, t_{nl} - пластовая температура, °C.

$$P_{s20} = 9 + \frac{20 - 54}{9,157 + 27,22} = 8,065 \text{ МПа}$$

Расчёт вспомогательных коэффициентов:

$$R = \frac{\log \frac{P_1}{P_{s20}}}{\log(10 P_{s20})}, \quad (4.12)$$

где: P_{s20} - давление насыщения нефти при 20°C, МПа

$$R = \frac{\log \frac{0,4}{8,065}}{\log(10 \cdot 8,065)} = -0,68$$

$$D_1 = 4,06 \cdot (\rho_H \rho_\Gamma - 1,045); \rho_H = \rho_n / 1000, \quad (4.13)$$

где: ρ_n - плотность дегазированной нефти при 20°C и атмосферном давлении, кг/м³, $\rho_{гн}$ - относительная (по воздуху) плотность газа однократного разгазирования нефти.

$$D_1 = 4,06 \cdot (0,836 \cdot 1,055 - 1,045) = -0,661$$

Расчёт количества газа выделяющегося из каждой тонны нефти. Нагрузку по газу можно определить по методике ступенчатого разгазирования нефти. Количество газа, выделяющегося из каждой тонны нефти в сепараторе, приведённое к н.у., может быть рассчитано по формуле:

$$G = \Gamma_T \cdot R \cdot (D_1(1 + R) - 1), \quad (4.14)$$

где: Γ_T - газанасыщенность пластовой нефти, м³/т, объём газа приведён к нормальным условиям;

$$G = 70 \cdot (-0,68) \cdot ((-0,661) \cdot 1 + (-0,68) - 1) = 37,5 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q_{гн} = 10000 \cdot 836 \cdot 10^{-3} \cdot 37,5 = 0,314 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$$

После всех расчётов наиболее подходит сепаратор НГСВ с пропускной способностью по газу $0,314 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$. Пропускная способность этого сепаратора превышает ожидаемую нагрузку по нефти на $3440 \text{ м}^3/\text{сут}$, а по газу на $5750 \text{ м}^3/\text{сут}$.

4.2 Блок нефтегазоводоразделителя с прямым подогревом

Схема нефтегазоводоразделителя с прямым подогревом представлена на (рисунок 4.1).

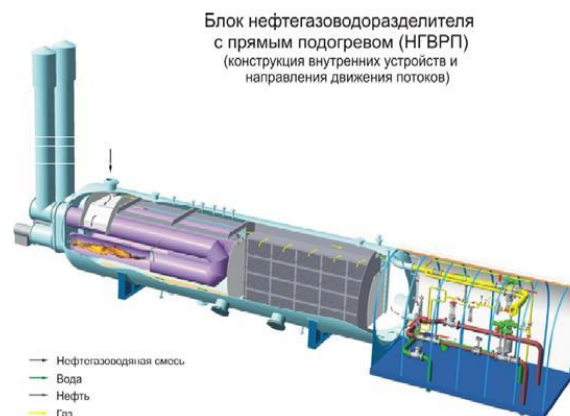


Рисунок 4.1 – Конструкция внутренних устройств и направления движения потоков

Справа на торце аппарата установлен бокс арматурного блока для размещения трубопроводных систем с установкой запорно-регулирующей арматуры и первичных приборов КиА, средств регулирования и подачи топливного газа. Бокс оборудуется инженерными системами отопления и вентиляции, электроосвещения, заземления, пожаротушения, автоматической пожарной сигнализацией.

Бокс состоит из основания, каркаса, ограждающих конструкций. Конструкция его обеспечивает возможность транспортировки, проведения грузоподъемных операций и ремонта. Снаружи аппарат покрыт тепловой изоляцией. Для обслуживания технологических штуцеров, предохранительного клапана и КИП предусмотрены площадки обслуживания.

4.2.1 Внутреннее устройство НГВРП

Нефтегазоводоразделитель состоит из секции нагрева и секции коалесценции и отстоя.

Секция подогрева

В секции подогрева находятся узел входа и распределения газожидкостной смеси, жаровые трубы с горелками, система размыва и удаления донных осадков (механических примесей). Узел входа и распределения представляет собой входной отражатель, установленный над жаровыми трубами и служит для направления и первичного разделения смеси. Конструкция узла препятствует прямому попаданию свободной воды непосредственно на жаровые трубы и организует движение водонефтяной эмульсии вниз в пространстве между отражателем и стенкой аппарата.

В каждой из двух жаровых труб установлено по газовой горелке. Для простоты монтажа, обслуживания, ремонта или замены жаровая труба подвешивается на талрепах ходящих по кронбалке, находящейся внутри аппарата. При необходимости освобождаются болты основного фланца, находящегося на торце аппарата и труба выкатывается наружу.

Для удаления механических примесей и отложений на жаровых трубах во время работы аппарата периодически подается промывочная вода в коллекторы с инжекционными соплами в зоне жаровых труб. В нижней части секции подогрева расположена система очистки от донных осадков из механических примесей. Для размыва осадков предназначены коллекторы промывочной воды с инжекционными соплами, а также лотки для мехпримесей. В целях снижения расхода воды при удалении осадков без остановки работы аппарата система разделена на отдельные секции, каждая из которых имеет патрубок для подачи и выводной патрубок для пульпы.

Каждая секция системы очистки должна регулярно приводиться в действие через определенные интервалы времени для предотвращения скапливания мехпримесей на дне аппарата.

Предусмотрено внутреннее антикоррозионное лакокрасочное покрытие и анодная защита открытых металлических поверхностей. Аноды размещаются в слое воды и устанавливаются на фланцевых соединениях по всей длине аппарата.

Секция коалесценции и отстоя

Секция коалесценции и отстоя отделена от секции нагрева переливной перегородкой. В ней вдоль оси аппарата установлен коалесцер, представляющий собой набор вертикальных рифленых полипропиленовых пластин. На правом днище расположен сборник обезвоженной нефти с выходным штуцером.

4.2.2 Описание технологического процесса

Газожидкостная смесь поступает в верхнюю часть НГВРП через входной штуцер (рисунок 4.2). Во входном отсеке происходит первичное отделение газа. Газ накапливается в верхней части аппарата и очищается от капельной жидкости во время его горизонтального движения.

В правой части по ходу потока имеется окно для выхода газа с блоком каплеуловителей для окончательной очистки газа. Часть газа после выхода поступает в линию регулирования и подачи топливного газа, проходит через фильтр - влагоотделитель для очистки газа от капельной жидкости, редуцируется и подается на горелки.

Водонефтяная эмульсия и свободная вода обтекают входной отражатель, двигаются вниз в пространстве между отражателем и стенкой аппарата и попадают под жаровые трубы. Благодаря различным плотностям жидкостей и изменению направления движения потока, свободная вода отделяется и скапливается на дне аппарата. Эмульсия нагревается, поднимаясь вверх, одновременно двигаясь вдоль жаровых труб. Нагрев эмульсии приводит к ускорению отстоя воды.

Назначение жаровой трубы – нагрев эмульсии. Для обеспечения длительной работы объемных нагревателей оптимальна средняя тепловая напряженность около 32 кВт/м^2 . При нормальной работе температура внешней поверхности жаровой трубы относительно не велика, из-за теплосъема омывающей её жидкостью. Продолжительность эксплуатации трубы зависит от коррозионной агрессивности среды, концентрации взвешенных в ней частиц механических примесей, периодичности обслуживания по смыву накипи, в большей степени, чем от температуры стенки.

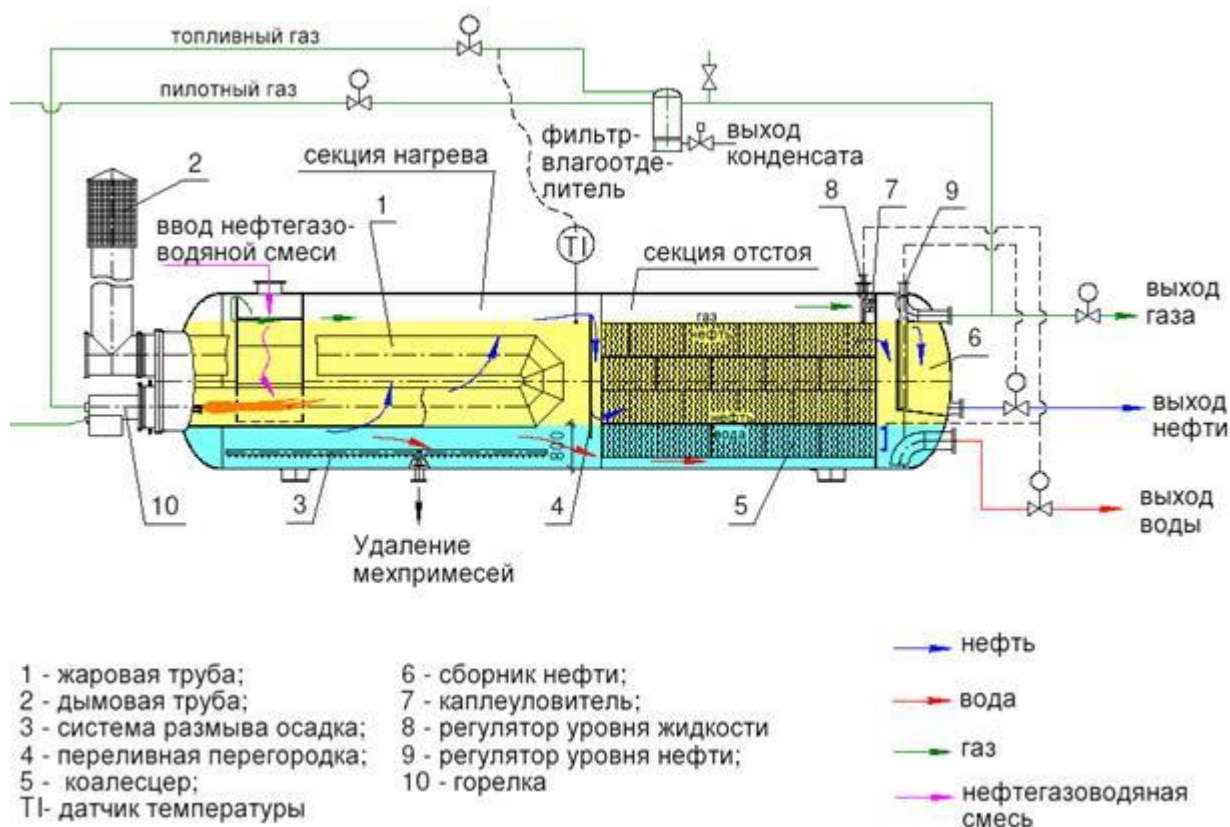


Рисунок 4.2 – Принципиальная схема работы аппарата

Нагрев происходит за счет сжигания попутного газа, выделившегося из нефти, или из альтернативного источника, поступающего по линии подачи топливного газа к основным и запальным горелкам. Продукты горения проходят через жаровую трубу и выходят в дымоход, нагревая трубу и передавая тепло эмульсии. Контроль пламени и температуры обеспечивается КИП и запорно-регулирующей арматурой.

В НГВРП используются атмосферные диффузионные газовые горелки NORV фирмы NAO для условий естественной тяги. Горелка установлена в жаровой трубе диаметром 0,72 м, длиной 14,5 м, с поворотом на 180 градусов. Жаровая труба переходит в дымовую высотой 6,1 м.[7]

Увеличение тепловой мощности горелки достигается увеличением давления газа на входе в горелку. Преимущества диффузионной горелки низкого давления:

- отверстия в горелке большого диаметра и не засоряются;
- пламя горелки более стабильное;
- пламя вытянуто для равномерного распределения теплового излучения по длине трубы;
- невозможность «проскока» пламени внутрь горелки.

При номинальной нагрузке, эксплуатационный диапазон коэффициента избытка воздуха 1,05 - 1,10, теоретическая температура горения 1900 – 2000°C, объем продуктов сгорания 10,50 - 11,0 м³/м³. На диффузионную газовую горелку NORV фирмы NAO имеется сертификат Госгортехнадзора РФ (таблица 4.2).

Подача воздуха в топку, движение газов, удаление продуктов сгорания обеспечивается естественной тягой, создаваемой дымовой трубой. В НГВРП обеспечивается тяга 38-83 Па, разрежение в топочной камере 30 - 56 Па. Для диффузионной горелки рекомендуется иметь разрежение в топочной камере 20 - 40 Па. Запас тяги 10-16 Па позволяет увеличить тепловую мощность горелки.

Таблица 4.2 – Характеристики работы горелки NOPB фирмы NAO

Параметры горелки	Единицы измерения	Значения
Давление газа в основной горелке: - при номинальной тепловой нагрузке - при максимальной тепловой нагрузке	кг/см ²	0,26 - 0,5
Номинальная тепловая производительность основной горелки	МВт	
Максимальная производительность основной горелки при непрерывном режиме работы	МВт	1,39
Диапазон регулирования мощности горелки в зоне стабильного горения		3:1
Длина факела основной горелки	м	
Диаметр факела основной горелки	м	0,4
Полнота сгорания газа	%	99,99
Давление газа в пилотной горелке	кг/см ²	0,7
Тепловая производительность пилотной горелки	МВт	0,03

Подача воздуха в топку, движение газов, удаление продуктов сгорания обеспечивается естественной тягой, создаваемой дымовой трубой. В НГВРП обеспечивается тяга 38-83 Па, разрежение в топочной камере 30 - 56 Па. Для диффузионной горелки рекомендуется иметь разрежение в топочной камере 20 - 40 Па. Запас тяги 10-16 Па позволяет увеличить тепловую мощность горелки.

Секция коалесценции и отстоя

После нагрева и предварительного обезвоживания эмульсия переливается через вертикальную перегородку и попадает в секцию коалесценции и отстоя. Коалесцер выполнен из рифленых гидрофобных полипропиленовых пластин, расположенных на небольшом расстоянии (6 мм) друг от друга. Поскольку расстояние между пластинами невелико, капли воды быстро достигают твердой поверхности. Собираясь на верхней поверхности рифленых пластин, они коалесцируют и укрупняются. Крупные капли скатываются с пластин, и переходят в слой воды. Капли нефти всплывают и быстро достигают нижней поверхности рифленых пластин, где собираются, укрупняются и под действием архимедовой силы всплывают, переходят в слой нефти.

Коалесцер интенсифицирует как обезвоживание нефти, так и очистку выделившейся воды. Обезвоженная нефть после секции коалесцера попадает в отстойную камеру и через перегородку переливается в сборник нефти, расположенный на правом днище. В сборнике нефти поддерживается постоянный уровень. Обезвоженная нефть выводится через клапан сброса нефти.

Выделившаяся из эмульсии вода протекает вдоль всей длины сосуда. Межфазный уровень нефть - вода поддерживается на заданном уровне буйковым уровнемером, который управляет клапаном сброса воды.

Для удаления механических примесей и отложений на жаровых трубах в коллекторы с инжекционными соплами в зоне жаровых труб периодически подается промывочная вода.

Для удаления механических примесей в секции подогрева без остановки аппарата приводится в действие система очистки от донных отложений механических примесей. Каждая секция системы очистки должна регулярно через определенные интервалы времени приводиться в действие для предотвращения накопления мехпримесей на дне аппарата. Полное удаление мехпримесей при каждом приведении секции в действие достигается, если вода подается под напором, достаточным для размыва и взвешивания отложений. Подача воды производится одновременно с удалением взвешенных механических примесей. Частота струйной обработки определяется опытным путем в процессе работы. Размыв осадка в секции коалесценции и удаление мехпримесей производится во время остановки при периодическом обслуживании аппарата.

Контроль и регулирование технологических параметров (температуры, давления, уровня нефти, уровня раздела фаз, содержания воды в нефти на выходе, а также системы жизнеобеспечения в боксе, за основными и пилотными горелками) осуществляется средствами К и А, исполнительными механизмами и программно-техническим комплексом, включающим шкаф управления и АРМ оператора.

Обоснование размеров аппарата

Отделение свободной, не эмульгированной в нефти воды, начинается в секции нагрева и предварительного разделения и завершается в секции коалесценции и отстоя.

Основные технические параметры сепаратора (объем аппарата занятый газом и жидкостью) рассчитаны согласно API Spec. 12J: «OilandGasSeparators». Общий объем аппарата составляет 110 м^3 , с учетом объема жаровых труб - около 100 м^3 .

Под газовую фазу в верхней части аппарата достаточно выделить площадь сечения не менее $0,19 \text{ м}^2$.

Изменение положения межфазных уровней в НГВРП

Рабочее положение уровня раздела фаз газ - жидкость отметка 1100 мм выше средней линии аппарата. Уровень должен быть выше верхней образующей жаровой. Уровень раздела фаз нефть - вода находится на отметке 800 мм ниже середины аппарата и не должен подниматься до нижней образующей жаровой трубы.

Размеры НГВРП соответствуют самым консервативным требованиям стандарта, для проектирования трехфазных сепараторов API Spec. 12J: «OilandGasSeparators». При высокой обводненности продукции скважин значительная часть воды находится в свободном состоянии, и лишь небольшая часть - в эмульгированном состоянии. Этот эффект достигается при своевременной подаче в продукцию скважин реагента - деэмульгатора.

4.3 Обезвоживание нефти

При предварительном обезвоживании нефти с газовым фактором $100 \text{ нм}^3/\text{т}$ скорость газа в штуцере достигает высоких значений 35 м/с . Ее можно понизить, увеличив рабочее давление аппарата.

Дополнительные возможности применения НГВРП

НГВРП может применяться и для подготовки товарной нефти. В этом случае его производительность на ступени обезвоживания зависит от требуемой температуры нагрева, обводненности нефти и стойкости эмульсии (времени пребывания в аппарате). Тепловая мощность аппарата ограничена 2 МВт

(максимум 2,78МВт), поэтому его производительность можно рассчитать для конкретных условий с учетом исходной обводненности, температуры сырья, требуемой температуры нагрева и времени отстоя. Проведенные расчеты показывают, что это может быть 2000 - 3000 т/сут.

В том случае, когда качество товарной нефти по содержанию воды солей не может быть достигнуто на ступени обезвоживания возможно применение после НГВРП электродегидраторов, выпускаемых Курганхиммашем.

НГВРП должен найти применение на месторождениях парафинистых и высокопарафинистых нефтей. У таких нефтей повышенное содержание высокомолекулярных углеводородов – парафинов и, как следствие, высокая температура застывания. При температурах, близких к температуре застывания, резко возрастает вязкость нефтей, водонефтяных эмульсий, растут гидравлические потери, появляется опасность остановки и «замораживания» трубопровода. Поэтому для сбора продукции скважин и перекачки парафинистых нефтей необходим нагрев. Кроме того, технологические процессы предварительного сброса воды и обезвоживания нефти должны осуществляться при более высоких температурах. Разрушение эмульсий и обезвоживание таких нефтей затруднено при температурах ниже температуры плавления входящих в их состав парафинов.

Специфическая особенность парафинистых нефтей создает дополнительные проблемы для сбора, подготовки и транспорта продукции скважин, а нагрев является обязательным фактором во всех перечисленных выше технологических процессах. НГВРП, в котором осуществляется нагрев, сепарация, обезвоживание и очистки воды, способен заменить установку, состоящую из нескольких аппаратов, и будет незаменим для обустройства таких месторождений.

Серьезной проблемой при подготовке нефти на промыслах, является накопление стойких эмульсионных слоев, «подрезок», ловушечных и амбарных нефтей. Как правило, такие нефти содержат повышенное количество мехпримесей, имеют высокую вязкость. Обезвоживание их сопряжено с

большими трудностями и применением специальных технологий. Такие технологии требуют поддержания более жестких условий обработки по температуре (нагрев до высоких температур до 70-90°C), введения специфических химреагентов, применения промывочной воды, приемов по удалению мехпримесей. Обычно для этой цели на промыслах создаются автономные установки, в состав которых входят печи, установки дозирования химреагентов, отстойное оборудование, специальные устройства для вывода механических примесей, насосы и т.д. В случае применения НГВРП мы имеем аппарат с секцией подогрева, обезвоживания и очистки воды. В секции подогрева установлены устройства для удаления механических примесей. НГВРП имеет возможность нагреть нефть до требуемой температуры, обеспечить необходимое время отстоя, вывести механические примеси. Аппарат может являться основным элементом технологической установки подготовки ловушечных нефтей.

Конструктивные преимущества

Применение трубы 720x16 мм позволяет уменьшить количество сварных швов на жаровых трубах (концентраторов напряжений), что повышает их долговечность при эксплуатации.

Процесс подготовки добываемой газо-водонефтяной эмульсии заключается в отделении от нефти и утилизации попутно добываемого нефтяного газа, подтоварной воды и получении нефти товарной кондиции в соответствии с требованиями ГОСТ №9965-76. Подготовка поступившей по нефтесбору жидкости, осуществляется в несколько технологических ступеней и зависит от содержания попутного нефтяного газа и стойкости газо-водонефтяной эмульсии к отделению подтоварной воды, а также физических свойств. Поступившая на Установку подготовки нефти газо-водонефтяная эмульсия проходит трехступенчатую подготовку до товарной кондиции.

Товарная нефть по системе трубопроводов поступает в РВС 3000, после чего ведется дальнейшая перекачка на ЦПС Лугинецкое месторождения. Технология сбора и подготовки нефти и газа Майского месторождения выполняет свои задачи в полном объеме, согласно технологическому режиму. Качество подготовки нефти и газа соответствует требуемым нормам.

В связи с активной разработкой данного месторождения, строительство УПН было рациональным шагом в общем развитии компании Норд Империял. УПН является важным элементом в рамках пробной эксплуатации, позволяет опробовать различные подходы к разработке месторождения.

фланцев жаровых труб обеспечивает более надежное уплотнение.

Соединение газовой горелки с жаровой трубой производится без переходника. Предусмотрен дополнительный люк для осмотра и обслуживания внутри аппарата и штуцер для удаления шлама. В нижней части аппарата и в зоне жаровых труб предусмотрена система очистки от механических примесей без остановки аппарата. Для удобства обслуживания дополнительно предусмотрен вентиляционный люк. Для очистки газа от капельной жидкости применены блоки каплеуловителей стержневого типа. Изменена конструкция фильтра - влагоотделителя на линии регулирования и подачи топливного газа, что повышает эффективность очистки.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения внедрения в систему подготовки нефти нефтегазоразделителя с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Целью данного раздела является анализ ресурсоэффективности и конкурентоспособности проведения мероприятия по модернизации УПН, а именно модернизация нефтегазоводоразделителя с целью увеличения качества сырья и увеличения объема готовой продукции. Положительный экономический эффект за счет применения данной технологии связан с приростом объема подготовленной нефти в размере 105,6 т/сут. Методика расчета основывается на оценке всех единовременных затрат (приобретение оборудования для оператора технологической установки, его доставки и обслуживании) и эксплуатационных затрат на первый год обслуживания и сравнении их с выручкой от реализации проекта. Показатели для расчета включают в себя затраты на приобретение основных фондов, доставку оборудования и конструкций, монтаж, амортизационные отчисления, ремонт оборудования, дополнительную зарплату работникам, страховые взносы, энергоносители, смазочные материалы.

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Для успешного внедрения научной разработки необходимо изучить преимущества и недостатки конкурирующих способов модернизации УПН.

Конкуренты:

Хиттер – разделение эмульсии путем самонагрева собственным низконапорным газом

Центрифуга – классический метод физического воздействия

Разделитель-отстойник – нединамический метод разделения эмульсии

Таблица 5.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных способов модернизации

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Х	Ц	Р	Кх	Кц	Кр
1. Безопасность	0,2	3	4	5	0,6	0,8	1
2. Стоимость	0,2	1	3	3	0,2	0,6	0,6
3. Степень Воздействия	0,2	4	2	1	0,8	0,4	0,2
4. Ремонтоспособность	0,2	2	2	2	0,4	0,4	0,4
5. Аварийность	0,1	1	1	1	0,1	0,1	0,1
7. Требования к помещению	0,1	2	2	3	0,2	0,2	0,3
Итого	1				2,3	2,5	2,6

В таблице представлены основные конкурентные способы модернизации и критерии оценки конкурентоспособности. Каждый показатель конкурентов оценивается по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей определяются в соответствии с их значимостью для пациента и врачей и в сумме составляют 1.

По таблице видим, что Ц и Р имеют примерно одинаковое количество баллов, Х им уступает из-за большой стоимости. На (рисунке 5.1) наглядно представлены преимущества и недостатки предложенного и существующих методов разделения эмульсии.

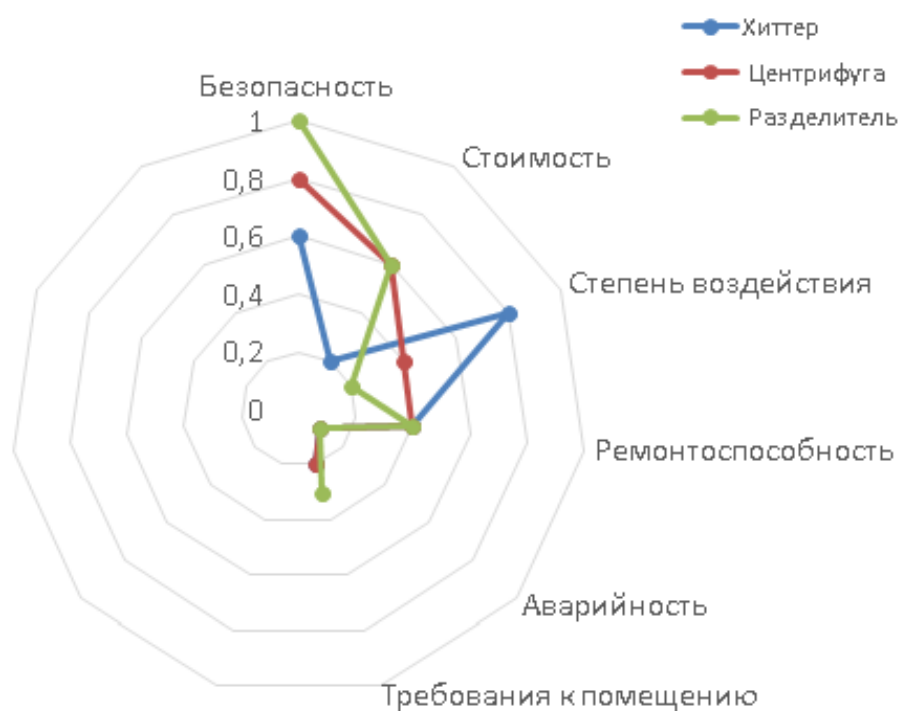


Рисунок 5.1 – Многоугольник конкурентоспособности

5.1.3 SWOT-анализ

SWOT анализ – это метод оценки ситуации и будущих перспектив проекта, основная задача которого: определить сильные и слабые стороны, возможности и угрозы со стороны внешней окружающей среды. На основании анализа делаются вывод: правильно развивается проект, какие риски нужно предусмотреть, что следует делать, каковы перспективы проекта.

Таблица 5.2 – Матрица SWOT проекта

	<p>Сильные стороны:</p> <p>С1. Безопасность метода разделения эмульсии</p> <p>С2. Невысокая стоимость относительно рентабельности проекта.</p> <p>С3. Высокое качество продукции.</p> <p>С4. Возможность ввести высокую нагрузку на аппарат</p>	<p>Слабые стороны:</p> <p>Сл1. Сложная телеметрия системы, что вызывает сложность ремонта;</p> <p>Сл2. Очень большие размеры аппарата;</p> <p>Сл3. Необходимость в обязательной аттестации и проверки полостей раз в пол года;</p> <p>Сл4. Отсутствие квалифицированного персонала.</p>
--	---	---

Продолжение Таблицы 5.2

<p>Возможности:</p> <p>V1. Привлечение специалистов ТПУ с кафедры автоматизации компьютерных систем;</p> <p>V2. Использование менее дорогого по сравнению с иностранным отечественного оборудования;</p> <p>V3. Электронные компоненты отечественных производителей;</p> <p>V4. Улучшение технических характеристик процесса подготовки нефти.</p>	<p>1. Безопасность, невысокая стоимость, а также кратковременность обследования на выявление дефектов влияет на появление дополнительного спроса, который в последствие позволит получить необходимое финансирование от заинтересованных организаций;</p> <p>2. Невысокая стоимость установки повышает конкурентоспособность по отношению к имеющимся иностранному оборудованию;</p> <p>3. Замена электронных иностранных элементов на элементы отечественного производителя позволяет понизить стоимость установки и уменьшить время её производства;</p> <p>4. Безопасность установки и отсутствии особых требований к помещению для установки оборудования.</p>	<p>1. За счет невысокой температуры работы установка уступает по определенным техническим параметрам, имеющимся у иностранных установок, и не всегда может 100 % провести разделение эмульсий;</p> <p>2. Необходимо провести эксперименты для определения термобарических условий ведения процесса в лабораторных условиях;</p> <p>3. Для слаженной работы необходимо организовать научную группу из квалифицированных Работников</p> <p>4. Время создания точной модели процесса её стоимость увеличиваются, так как необходимо заказывать электронные компоненты из зарубежья. Данная проблема может решиться если появятся на российском рынке электронные компоненты с соответствующими техническими параметрами.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Появление новых более эффективных методов разделения эмульсий;</p> <p>У2. Сложности в нахождении квалифицированных работников;</p> <p>У3. Отказ в подписании акта принятия установки для использования в сложных условиях;</p> <p>У4. Понижение стоимости аналогичного зарубежного оборудования – Хиттера.</p> <p>У5. Отсутствие доверия к ранее неприменяемому способу подготовки нефти на месторождении.</p>	<p>1. Понижение стоимости имеющихся зарубежных аналогов не окажет сильного влияния, так как предлагаемая установка достаточно эффективна и не имеет строгих требований к помещению, что дает ему преимущество. В свою очередь для Хиттера необходима кустовая площадка и работа только в открытой местности, что усложняет процесс обслуживания в зимний период;</p> <p>2. Безопасность и более простое устройство установки (российское оборудование) и может оказать значительное влияние на решение о применимости системы.</p>	<p>1. Появление более эффективных методов разделения эмульсий может негативно отразиться использовании установки при ухудшении качества исходного сырья из-за увеличения стабильности эмульсий;</p> <p>2. Отсутствие научной группы может отодвинуть время начала запуска установки, так как имеется сложность в нахождении квалифицированных работников;</p> <p>3. Для проверки данного способа подготовки нефти и получения разрешения на ввод в эксплуатацию необходимо провести лабораторные эксперименты;</p>

Из матрицы SWOT видно, что необходимо сделать упор на такие сильные стороны, как безопасность, эффективность и экономичность прибора, так как именно эти сильные стороны проекта связаны с наибольшим количеством возможностей. Что касается слабых стороны, необходимо обратить внимание на улучшение технических параметров и на создании научной группы из

квалифицированных работников. Работа над этими недостатками позволит повысить конкурентоспособность, уменьшить влияние внешних угроз на проект.

5.2 Планирование проведения модернизации оборудования

5.2.1 Структура проведения модернизации оборудования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках модернизации;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения перечня работ.

Таблица 5.3 – Перечень работ и распределение исполнителей

№ работы	Наименование работы	Исполнители работы
1	Выбор руководителя проекта лабораторной диагностики и ввода в эксплуатацию установки	Селиванов Р.В. (главный инженер)
2	Составление и утверждение технической документации	Родиков А.Ю. (инженер сметчик)
3	Составление календарного плана-графика работы	Родиков А.Ю. (инженер сметчик)
4	Разработка электрической схемы	Кондрашенко В.В. (инженер)
5	Закупка и доставка оборудования	Кондрашенко В.В. (инженер)
6	Ответственный за установку, монтаж и пробный пуск	Привалов Д.В. (начальник УПН)

5.2.2 Структура научно-технического исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Таблица 5.4 – Перечень работ и распределение исполнителей

№ работы	Наименование работы	Исполнители работы
1	Выбор научного руководителя бакалаврской работы	Кучурин А.О.
2	Составление и утверждение темы	Кучурин А.О. Гладких М.А.
3	Подбор и изучение литературы по теме	Кучурин А.О.
4	Анализ современных методов разрушения эмульсий	Кучурин А.О.
5	Расчет практической части диплоной работы	Кучурин А.О. Гладких М.А.
6	Согласование выполненной работы с научным руководителем, подведение итогов	Кучурин А.О. Гладких М.А.

5.2.3 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения внедрения установки оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{min i} + 2t_{max i}}{5}, \quad (5.1)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Определим продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

где – T_{pi} продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.- дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же

работу на данном этапе, чел.

5.2.4 Разработка графика проведения научно-технического исследования и проведения модернизации оборудования на установке подготовки нефти

Построим наглядный график проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. График представлен на (рисунке 5.2) для проведения работ по модернизации, на (рисунке 5.3) для научно-технического исследования.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней переведем в календарные дни и занесем данные в (таблицу 5.5 и 5.6). Для этого воспользуемся следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} ,$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Согласно производственному календарю (для 6-дневной рабочей недели) в 2019 году 365 календарных дней, 299 рабочих дней, 66 выходных/праздничных дней.

Рассчитаем коэффициент календарности:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22,$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году ($T_{\text{КАЛ}} = 365$);

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Таблица 5.4 – Временные показатели проведения модернизации установки

Наименование работы	Исполнители работы	Трудоемкость работ, чел-дни			Длительность работ, дни	
		t _{min}	t _{max}	t _{ож}	T _p	T _k
Выбор руководителя проекта лабораторной диагностики и ввода в эксплуатацию установки	Селиванов Р.В. (главный инженер)	2	3	2,4	2	2
Составление и утверждение технической документации	Родиков А.Ю. (инженер сметчик)	2	3	2,4	1	1
Составление календарного плана-графика работы	Родиков А.Ю. (инженер сметчик)	2	3	2,4	2	2
Разработка электрической схемы	Кондрашенко В.В. (инженер)	3	6	3,6	4	5
Закупка и доставка оборудования	Селиванов Р.В. (главный инженер)	20	30	24	24	30
Ответственный за установку, монтаж и пробный пуск	Привалов Д.В. (начальник УПН)	50	70	58	58	71

Таблица 5.6 – Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работы	Исполнители работы	Трудоемкость работ, чел-дни			Длительность работ, дни	
		t _{min}	t _{max}	t _{ож}	T _p	T _k
Выбор научного руководителя бакалаврской работы	Кучурин А.О. (инженер)	2	3	2,4	2	3
Составление и утверждение темы	Кучурин А.О. (инженер) Гладких М.А. (руководитель)	2	3	2,4	2	3
Подбор и изучение литературы по теме	Кучурин А.О. (инженер)	5	8	6,2	6	8
Анализ современных методов разрушения эмульсий	Кучурин А.О. (инженер)	8	14	10,4	11	14
Расчет практической части дипломной работы	Кучурин А.О. (инженер) Гладких М.А. (руководитель)	10	15	12	13	16
Согласование выполненной работы с научным	Кучурин А.О. (инженер)	2	3	2,4	2	3

руководителем, подведение итогов	Гладких М.А. (руководитель)					
-------------------------------------	--------------------------------	--	--	--	--	--

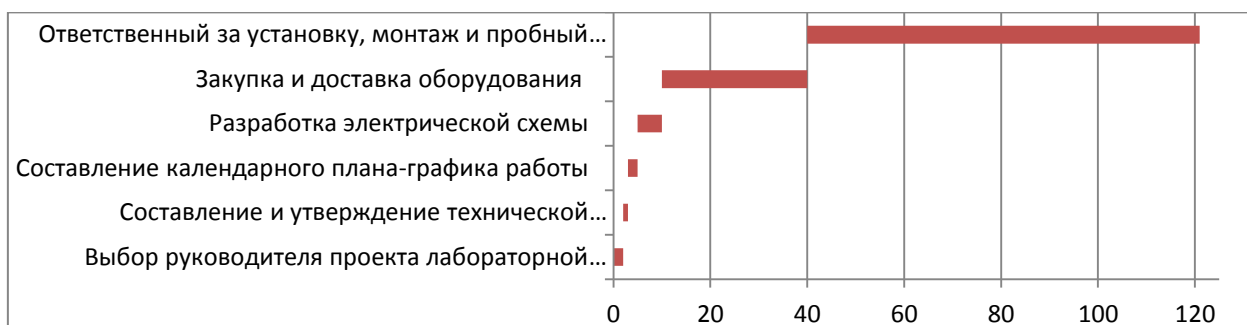


Рисунок 5.2 – Диаграмма Ганта для модернизации оборудования

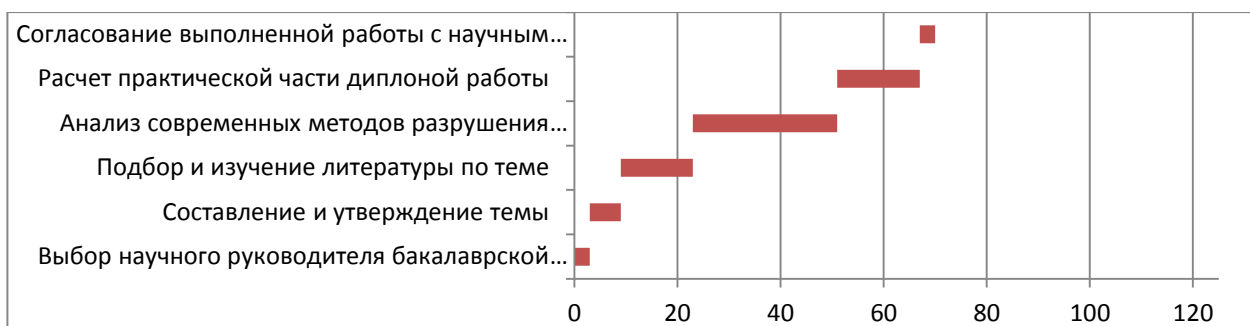


Рисунок 5.3 – Диаграмма Ганта для научно-технического исследования

5.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета внедрения установки и научно-технического исследования обеспечиваем полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используем следующие группировки по статьям:

- материальные затраты;
- амортизационные отчисления;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- накладные расходы;

5.3.1 Материальные затраты на модернизацию оборудования

В (таблице 5.7) представлены стоимости материалов, используемых при разработке проекта.

Таблица 5.7 – Материальные затраты

Наименование материала	Единицы измерения	Количество	Цена за 1 ед., руб.	Затраты, руб.
Нефтегазоводоразделитель	шт.	1	150 000 000	150 000 000
Трубопроводы	м.	150	3 000	450 000
Сварка	шт.	1	200 000	200 000
Арматура Ду 25 мм	шт.	10	5 000	50 000
Арматура Ду 50 мм	шт.	5	7 000	35 000
Арматура Ду 100 мм	шт.	2	11 000	22 000
Итого				150 757 000

5.3.2 Материальные затраты на научно-техническое исследование

В (таблице 5.8) представлены стоимости материалов, используемых при разработке проекта.

Таблица 5.8 – Материальные затраты

Наименование материала	Единицы измерения	Количество	Цена за 1 ед., руб.	Затраты, руб.
Комплект инструментов для изготовления чертежей	шт.	1	8 000	8 000
Специализированное ПО	шт.	1	5 000	5 000
Чернила	шт.	4	500	2 000
Съёмные носители	шт.	2	500	1 000
Итого				16 000

5.3.3 Амортизационные отчисления на используемое оборудование при модернизации

Расчет амортизационных отчислений для проведения мероприятия представлен в (таблице 5.9). Он проведен согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 05.07.2015) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы"

Таблица 5.9 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование Материала	Амортизационная группа	Норма амортизации	Сумма амортизации
Нефтегазоводоразделитель	4	3,8 %	5700000
Трубопроводы	4	3,8 %	17100
Сварка	5	2,7 %	5400
Арматура Ду 25 мм	5	2,7 %	1350
Арматура Ду 50 мм	5	2,7 %	945

Арматура Ду 100 мм	5	2,7 %	594
Итого			5725389

5.3.4 Амортизационные при проведении научно-технического исследования

Расчет амортизации ПК: первоначальная стоимость 40000 рублей; срок полезного использования для машин офисных код 330.28.23.23 составляет 2-3 года, берем 3 года; планируем использовать ПК для написания ВКР в течение 4 месяцев.

Норма амортизации:

$$A_n = \frac{1}{n} * 100\% = \frac{1}{3} \times 100\% = 33,33\%$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$A_g = 40000 \times 0,33 = 13\,200 \text{ рублей}$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$A_m = \frac{13\,200}{12} = 1\,100 \text{ рублей}$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$A = 1100 \times 4 = 4400 \text{ рублей}$$

5.3.5 Заработная плата исполнителей при модернизации установки подготовки нефти

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда (таблица 5.10).

Таблица 5.10 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Наименование надбавки	Значение
Районный коэффициент	1,7
Северная надбавка	1,5
Доплата за вредность	1,12
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1,25
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таким образом, с учетом показателей в (таблицы 5.10), а также количеством техники в виде одной единицы рассчитывается количество работников, необходимых для проведения технических мероприятий и затраты на *увеличение их заработной платы за счет увеличения зоны обслуживания*, занесем результаты в (таблицу 5.11).

Таблица 5.11 – Расчет заработной платы работников

	Селиванов Р.В. (главный инженер)	Родиков А.Ю. (инженер сметчик)	Кондрашенко В.В. (инженер)	Привалов Д.В. (начальник УПН)
Часовая тарифная ставка, руб.	200	150	152	350
Районный коэффициент, руб.	140	105	106	245
Северная надбавка, руб.	100	75	76	175
Доплата за вредность, руб.	24	18	18	42
Время нахождения в пути, руб.	50	38	38	88
Вахтовый метод работы, руб.	20	15	15	35
Итого, руб./час	534	401	406	935
Время работы, часов	4344	4345	4346	4347
Итого, руб. за работу 1-го работника, руб	2319696	1740173	1763781	4062272
Общая сумма ЗП, руб.	9 885 921			

Согласно данным расчета из (таблица 5.11) для годового обслуживания и реконструкции технологической установки на оплату труда обслуживающим ее работникам необходимо 9 885 921 руб.

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в (таблице 5.12). Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс I с тарифом 0,2 для предоставления услуг связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД - 11.20.4).

Таблица 5.12 – Расчет страховых взносов

	Селиванов Р.В. (главный инженер)	Родиков А.Ю. (инженер сметчик)	Кондрашенко В.В. (инженер)	Привалов Д.В. (начальник УПН)
ЗП, руб.	2319696	1740172	1763780	4062271
ФСС (2,9%)	67271	50465	51150	117806
ФОМС (5,1%)	118304	88749	89953	207176
ПФР (22%)	510333	382838	388032	893700
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,2%)	4639	3480	3528	8125
Всего, руб.	700548	525532	532662	1226806
Общая сумма, руб.	2 985 548			

Общая сумма страховых взносов на 4 работников за 1 год составила 2 985 548 руб.

5.3.6 Заработная плата исполнителей для проведения научно-технического исследования

Оклад научного руководителя составляет 40000 руб., оклад инженера 22000 руб.

В данном пункте рассчитываем основную заработную плату работников участвующих в выполнении работ по данной теме.

Затраты на заработную плату:

$$Зп = Зосн + Здоп$$

Зосн – основная заработная плата, руб.

Здоп – дополнительная заработная плата, руб.

Заработная плата основная:

$$Зосн = Здн \times Тр \times (1 + Кпр + Кд) \times Кр$$

Здн – среднедневная заработная плата, руб.

Кпр – премиальный коэффициент (0,3);

Кд – коэффициент доплат и надбавок (0,2-0,5);

Кр – районный коэффициент (для Томска 1,3);

Тр – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дни

Среднедневная заработная плата:

$$Здн = \frac{Зм \times М}{Fд}$$

Зм – оклад работника за месяц, руб.

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня М = 11,2 месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней М = 10,4 месяца, 6-дневная неделя;

Fд – действительный годовой фонд рабочего времени персонала, раб. дн.

Таблица 5.13 – Баланс рабочего времени (для 6-дневной недели)

Показатели рабочего времени	Дни
Календарные дни	365
Нерабочие дни (праздники/выходные)	66
Потери рабочего времени (отпуск/невыходы по болезни)	56
Действительный годовой фонд рабочего времени	243

Рассчитаем среднедневную заработную плату для студента и научного руководителя, данные внесем в (таблицу 5.14):

$$Здн ст. = \frac{Зм \times М}{Fд} = \frac{22000 \times 10,4}{243} = 941,56 \text{ руб.}$$

$$Здн ст. = \frac{Зм \times М}{Fд} = \frac{40000 \times 10,4}{243} = 1711,9 \text{ руб.}$$

Таблица 5.14 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Здн, руб.	Кпр	Кд	Кр	Тр	Зосн
Инженер	941,56	0,05	0,05	1,3	47	63 426,1
Руководитель	1711,9	0,05	0,05	1,3	22	53 978,8
Итого						117 404,9

Рассчитаем дополнительную заработную плату, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы, данные внесем в таблицу (5.15).

Расчет дополнительной заработной платы исполнителей:

$$З_{\text{доп}} = 0,12 \times З_{\text{осн}}$$

Расчет отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления):

$$З_{\text{внеб}} = 0,3 \times (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}})$$

Рассчитаем накладные расходы:

$$З_{\text{накл}} = 0,16 \times (З_{\text{мат}} + З_{\text{амор}} + З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} + З_{\text{внеб}}).$$

Таблица 5.15 – Расчетам дополнительной заработной платы, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы

Исполнитель	Здоп, руб.	Звнеб, руб.	Знакл, руб.
Инженер	7 611,2	21 311,2	18 036,8
Руководитель	6 477,5	18 136,9	15838,19
Итого	14 088,7	39 448,1	33 785,2

5.4.1 Формирование бюджета затрат

Рассчитанная величина затрат внедрения нефтегазоразделителя является основной для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку. Данные бюджета затрат НТИ приведены в (таблице 5.16).

Таблица 5.16 – Бюджет затрат

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес, %
Материальные затраты	150 757 000	89,0
Затраты на амортизацию	5725389	3,4
Затраты на основную заработную плату	9 885 921	5,8
Страховые взносы	2 985 548	1,8
Общий бюджет	169353858	100

5.4.2 Формирование бюджета затрат проведения научно-технического исследования

Рассчитанная величина затрат для проведения научно-технического исследования является основной для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку. Данные бюджета затрат НТИ приведены в (таблице 5.17).

Таблица 5.17 – Бюджет затрат

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес, %
Материальные затраты	16 000	7,11
Затраты на амортизацию	4 400	1,95
Затраты на основную заработную плату	117 404,9	52,15
Страховые взносы	87322	38,79
Общий бюджет	225226,9	100

5.5.1 Расчет экономического дохода при проведении геолого-технического мероприятия

Проведение модернизации нефтегазоводоразделителя даст возможность подготавливать дополнительно 4,4 тонн нефти в час на рассматриваемом УПН. Следовательно, прирост отгружаемой нефти в сутки составит 105,6 тонн. (38 544 т/год). Стоимость 1 баррели нефти (156 л) составляет 33,43 доллара. Стоимость 1 доллара составляет 76,4 рубля.

Общий доход от проведения геолого-технического мероприятия составит:

$$V = 38\,544\,000 \text{ л} / 156 \text{ л} = 247\,076,9 \text{ баррелей}$$

$$Д = 247\,076,9 \cdot 33,43 \cdot 76,4 = 631\,047\,309,5 \text{ рублей (0,61 млрд.руб.)}$$

После уплаты налогов, расходов на транспортировку, на подготовку нефти, прибыль составит около 60 % от выручки.

$$\text{Выручка} = 631\,047\,309,5 \cdot 0,6 = 378\,628\,385,7 \text{ рублей (0,12 млрд. руб.)}$$

Эффект - прирост объема подготовленной нефти на 105,6 т./сут.; прирост выручки и как следствие прирост прибыли;

Расчет экономической эффективности будет зависеть от трех параметров: стоимости оборудования (C_0), стоимости ее обслуживания в год (C), в том числе расходы на зарплату работникам и стоимости монтажа установки. Экономическая эффективность будет рассчитываться относительно выручки от добычи нефти за тот же период (D):

$$\mathcal{E} = 378\,628\,385,7 - 169\,353\,858 = 209\,274\,527,7 \text{ (0,2 млрд. руб.)}$$

Согласно проведенным исследованиям, расходы компании на проведение реконструкции составит 169353858 руб, Данное мероприятие имеет высокую экономическую эффективность, так как прибыль составит 209 274 527,7 руб. Также при проведении мероприятия будет получен прирост объема подготовленной нефти в размере 105,6 тонн нефти в сутки.

5.5.2 Расчет экономического дохода при проведении геолого-технического мероприятия проведения научно-технического исследования

В разделе был выполнен анализ ресурсоэффективности и ресурсосбережения научно-исследовательской работы – расчета необходимости модернизации установки подготовки нефти. Данная методика применения нефтегазоразделителя является конкурентноспособной благодаря своим преимуществам: безопасности и стоимости. Были проанализированы слабые и сильные стороны работы, способы устранения их и использования для продвижения исследовательской работы. Был проведен прогноз внешних угроз и возможностей, учитывая которые можно повысить конкурентоспособность данного проекта. В данном разделе было произведено распределение обязанностей по научно-исследовательской работе и рассчитано время, необходимое для выполнения работы. %[11] Общая продолжительность работ составила 57 дней. Также был сформирован бюджет затрат, который составил 225226,9 руб., на зарплату приходится больший процент затрат, равный 52,15 %[11]

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В данном разделе оценены экономические аспекты исследуемого подхода к внедрению в систему подготовки нефтегазоразделителя:

1. Выявлены потенциальные потребители результатов исследования. Разработка может быть применена на предприятиях нефтегазовой отрасли.

2. Проведён анализ конкурентных технических решений. Выявлено два конкурента: устройство Хиттер и центрифуга. Разрабатываемая система на текущем этапе уступает конкурентам по удобству использования.

3. В ходе SWOT-анализа основными угрозами обозначены: рост спроса на адаптивные и интеллектуальные системы; повышенные требования к безопасности; оптимизация затрат на предприятии.

4. Подсчёт затрат на разработку позволяет заключить, что основной статьёй расходов в научно-исследовательской работе является заработная плата исполнителей: 117 404,9 руб. (52,15%). Меньше всего средств уходит на амортизацию оборудования – 4400 руб. (1,95%) и на материальные затраты – 16000 руб. (7,11%). Общий бюджет разработки составил 225226,9 руб. При этом запланированная продолжительность работы составляет 57 дней.

5. Оценена экономическая эффективность разработки. Разрабатываемая система уступает аналогу №1 по ресурсоэффективности в виду меньшего удобства эксплуатации на данном этапе, однако по сравнительному показателю эффективности разработка превосходит аналогичные системы за счёт меньшей стоимости. Экономия достигается за счёт использования для самоподогрева собственного попутного газа.

В целом, эффективность исследуемого подхода предварительного моделирования системы в каждом конкретном случае можно оценить исходя из вероятных затрат на восстановление работоспособности объекта при ошибке разработчика или оператора системы автоматического регулирования (зачастую стоимость промышленных систем составляет сотни тысяч, а иногда и миллионы рублей).

6 Социальная ответственность

Обеспечение безопасной жизнедеятельности человека в значительной степени зависит от правильной оценки опасных, вредных производственных факторов. Одинаковые по тяжести изменения в организме человека могут быть вызваны различными причинами. Это могут быть какие-либо факторы производственной среды, чрезмерная физическая и умственная нагрузка, нервно-эмоциональное напряжение, а также разное сочетание этих причин.

Во время своей трудовой деятельности человек подвергается воздействию вредных производственных факторов, специфика и количество которых зависит от характера труда. Для предупреждения ухудшения здоровья работника от такого неблагоприятного воздействия на каждом конкретном предприятии или учреждении предусмотрен ряд мер по обеспечению безопасности и экологичности трудовой деятельности.

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места программиста должны быть соблюдены все основные условия.

Целью раздела “Социальная ответственность” является анализ вредных и опасных факторов труда инженера и разработка мер защиты от них, оценка условий труда на установке подготовки нефти (УПН). В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Согласно ТК РФ, N 197 -ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;

- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;

- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;

- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;

- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;

- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;

- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;

- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;

- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться

коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.[14]

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Основным объектом в производственных условиях является рабочее место, представляющее собой в общем случае пространство, в котором может находиться человек при выполнении производственного процесса. Рабочее место является основной подсистемой производственного процесса.

При выполнении в течение рабочей смены работ, относящихся к разным видам трудовой деятельности, за основную работу с ПЭВМ следует принимать такую, которая занимает не менее 50 % времени в течение рабочей смены или рабочего дня.

Выполняя планировку рабочего места необходимо учитывать следующее:

1. Рекомендуемый проход слева, справа и спереди от стола 500 мм. Слева от стола допускается проход 300 мм;

2. Рабочие места с ПЭВМ при выполнении творческой работы, требующей значительного умственного напряжения или высокой концентрации внимания, рекомендуется изолировать друг от друга перегородками высотой 1,5-2,0 м. Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600-700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов. Дизайн ПЭВМ должен предусматривать окраску корпуса в спокойные мягкие тона с диффузным рассеиванием света. Корпус ПЭВМ, клавиатура и другие блоки и устройства ПЭВМ должны иметь матовую поверхность с коэффициентом отражения 0,4-0,6 и не иметь блестящих деталей, способных создавать блики. Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования с учетом его количества и конструктивных особенностей, характера выполняемой работы. При этом допускается использование рабочих столов различных конструкций, отвечающих современным требованиям эргономики;

3. Конструкция рабочего стула (кресла) должна обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы при работе на ПЭВМ позволять

изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения развития утомления. Тип рабочего стула (кресла) следует выбирать с учетом роста пользователя, характера и продолжительности работы с ПЭВМ;

4. Рабочий стул (кресло) должен быть подъемно-поворотным, регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а также расстоянию спинки от переднего края сиденья, при этом регулировка каждого параметра должна быть независимой, легко осуществляемой и иметь надежную фиксацию;

6. Стул не может располагаться непосредственно на границе площади рабочего места. Рекомендуемое расстояние от спинки стула до границы должно быть не менее 300 мм. %[21]

6.2 Производственная безопасность

6.2.1 Анализ вредных и опасных факторов

Опасным называется фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья. Если же производственный фактор приводит к заболеванию или снижению трудоспособности, то его считают вредным. В зависимости от уровня и продолжительности воздействия вредный производственный фактор может стать опасным.

Работа непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким можно отнести факторы, приведенные в (табл. 6.1).

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по подготовке нефти

Источник фактора, наименование видом работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Технологические операции: 1) замена манометра 2) пуск/остановка высоконапорных насосов	1.Повышенный уровень шума 2.Повышенный уровень вибрации 3.Повышенная загазованность рабочей зоны	1.Сосуды под давлением 2.Электрический ток 3.Пожароопасность	СН 2.2.4/2.1.8-562-96 [1] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [2] СНиП 23-05-95 [3] СанПиН 2.2.4.548-96 [4] РД 34.21.122-88 [5] РД 52.04.52-85 [6]

3) контроль огневых работ	4.Недостаточность освещенности рабочей зоны 6.Отклонение показателей микроклимата в помещении		
------------------------------	--	--	--

Повышенный уровень шума

Источников возникновения повышенного уровня шума является установка сепарации нефти, а именно модуль разделения, в которых из-за повышенной скорости движения флюида появляются звуковые колебания. Требование по уровню шума в помещениях - согласно СН 2.2.4/2.1.8-562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». Нормативное значение по уровню звукового давления составляет 80 дБА.

Повышенная загазованность рабочей зоны

Источником загазованности может стать разгерметизация технологического оборудования, а также газоопасные работы, связанные с профилактикой насосно-компрессорного оборудования, замена манометра.

Недостаточная освещенность

Освещение одним из важнейших элементов благоприятных условий труда является рациональное освещение помещений и рабочих мест при правильном освещении повышается производительность труда, улучшается условия безопасности, снижается утомление. Освещение должно отвечать требованиям СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Модуль подготовки нефти располагается в отапливаемом помещении. С целью обеспечения безопасности производства и создания оптимальных условий работы ведется постоянный контроль условий, в которых протекают технологические процессы на предприятии, в том числе метеорологических (микроклимат).

Сосуды под давлением

Источником повышенного давления в модуле подготовки нефти являются сепараторы и технологические трубопроводы. Сепараторы, находящиеся в модуле подготовки нефти работают при повышенном давлении – 7 МПа. Сосуды под давлением допускаются к работе в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». Книга учёта и освидетельствования сосудов, работающих под давлением.

Электрический ток

Источником электрического тока является насосное оборудование. А также статическое электричество. Предупреждения попадания под опасное для жизни людей напряжение, взрывы и возгорания, связанные с прямым ударом молнии, искровыми разрядами статического электричества и вторичных проявлений молний, выполнены мероприятия, предусмотренные РД 34.21.122-88 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений». Все оборудование электроустановок и трубопроводы заземлены. Осмотр, измерение сопротивления заземляющего устройства проводят в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и графиком, утвержденным техническим руководителем промысла.

Пожароопасность

Источником пожароопасности является применение открытого огня (огневые работы). Также источником возникновения пожара ожжет служить разгерметизация оборудования, повреждение изоляции электрических проводов

6.2.2 Мероприятия по снижению опасного воздействия

Повышенный уровень шума

Предусматриваются ряд мероприятий по снижению уровня шума в цехе подготовки нефти:

- Сепараторы оснащены необходимыми средствами автоматики, дистанционного управления и не требуют постоянного обслуживания;
- Применение звукоизоляции трубопроводов.

Повышенная загазованность рабочей зоны

УПН оборудован системой, исключающей возможность загазованности помещений, и включает датчики загазованности. При обнаружении загазованности в контролируемых помещениях или наружных установках в объеме 10 % от НКПВ, контроллер пожаротушения выдает команду на включение звуковой и световой сигнализации по месту и в операторной и на включение аварийной вентиляции.

При достижении загазованности в объеме 20 % от НКПВ происходит отключение аварийной, приточной вентиляции и остановка технологического оборудования.

Газ природный при больших концентрациях (более 15-16%) действует удушающе, так как возникает кислородная недостаточность. При тяжелом отравлении пострадавший должен быть госпитализирован.

В качестве индивидуальных средств защиты могут применяться шланговые противогазы ПШ-1,2 и изолирующие дыхательные аппараты АСВ-2.

Недостаточная освещенность

В основных производственных помещениях предусмотрено два вида освещения - рабочее и аварийное. Для ремонтного освещения принято напряжение 42В. Наружное освещение осуществляется прожекторами с натриевыми газоразрядными типа ДНаТ и дуго-разрядными лампами типа ДРЛ установленными на прожекторных мачтах с молниеотводом.

Все элементы освещения (внутреннего и наружного) должны содержаться в исправном состоянии, своевременно ремонтироваться, вышедшие из строя лампы заменяться.

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Для отслеживания негативного теплового и физического воздействия в помещении используют систему мониторинга микроклимата, представляющую собой аппаратно-программный комплекс, который включает базовые приборы, сетевые приборы, программное обеспечение обработки и визуализации данных.

Благодаря этой системе происходит отслеживание различных параметров окружающей среды. Согласно СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования

к микроклимату производственных помещений» оптимальная температура микроклимата приведена в (табл. 6.2).

Категория работ по уровню энергозатрат для цеха подготовки нефти - Па.

Таблица 6.2 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

Сосуды под давлением

В местах подъезда к коммуникациям, находящимся под давлением газа, установлены предупреждающие и запрещающие знаки: "Газ - опасно!", "Проезд запрещен", "Посторонним лицам проход запрещен" и др. Все рабочие аппараты оборудованы специальной маркировкой и паспортом на видном месте с указанием рабочего давления, разрешенного и пробного.

Электрический ток

Измерения сопротивления заземляющих устройств проводятся специалистами подрядных организации, результаты измерения оформляются протоколом. Электрооборудование, светильники, установленные во взрывоопасных зонах, помещениях приняты исполнением повышенной надежности против взрыва. Для ослабления генерирования зарядов

статического электричества ЛВЖ и другие диэлектрические материалы должны транспортироваться по трубопроводам с малыми скоростями.

Пожароопасность

Помещения категории «А» в здании модуля подготовки нефти, оборудованы УФ/ИК детекторами пламени типа U 7652В. В помещениях категории «А» блока-бокса фильтров газа, блоков-боксов маслофильтров установлены тепловые пожарные извещатели многократного действия типа ИП103-4/1 ИБ70, подключаемые к контроллеру типа «ПК-4510» через «Устройство приемно-контрольное, охранно-пожарное, взрывозащитное, с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь» УПКОП 135-1-1. В блоках-боксах насосной склада ГСМ, КНС предусмотрены извещатели ИП103-2/1.

Установка автоматического пенного пожаротушения УПН обеспечивает автоматическую сигнализацию о возникновении пожара и автоматическое тушение очага пожара пеной средней кратности. Включение установки ППТ в действие производится как в автоматическом, так и в ручном (дистанционном) режиме. Система пожаротушения находится в положении готовности к пенообразованию и подаче пены в очаг пожара любого цеха.

6.3 Экологическая безопасность

6.3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу

Источники выбросов загрязняющих веществ делятся на «организованные» и «неорганизованные». Источниками постоянных “организованных” выбросов загрязняющих веществ на рассматриваемых промплощадках являются при сепарации нефти:

- дыхательные клапаны резервуаров и емкостей;
- факел при сжигании затворного газа и газов дегазации и выветривания.

Таблица 6.3 Перечень источников выбросов в атмосферу

Наименование производства и источников	Условие (метод) ликвидации,	Наименование вещества	Периодичность,	Годовая величина залповых
--	-----------------------------	-----------------------	----------------	---------------------------

Выброса	обезвреживания, утилизации			выбросов, тонн
Сепаратор С1	без.обезвр., без утилиз.	Углеводороды предельные C ₁ -C ₅	постоянно	15,732

Специальные мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ не разрабатываются. В связи с тем, что объекты нефтяной промышленности являются предприятиями с непрерывным режимом работы, для них предусматриваются мероприятия общего характера, согласно РД 52.04.52-86.

6.3.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу

Для предотвращения попадания в водную среду загрязняющих веществ (химреагенты, ГСМ и др.) с промплощадок проведено их обвалование с устройством гидроизоляционной подушки. Организованный отвод дождевых и талых вод с территории промплощадки производится по специальным водоотводным канавам, по которым вода собирается в специальные отстойники. По мере накопления вода подается на очистные сооружения.

Важнейшим мероприятием по защите поверхностных вод на территории месторождения является очистка хозяйственных и промышленных сточных вод до установленных требований. Очищенные промышленные сточные воды закачиваются в поглощающие скважины сеноманского горизонта, а хозяйственные сточные воды, после очистки на установке «Биодиск-350», сбрасываются на рельеф.

6.3.3 Анализ воздействия объекта на литосферу

На установке подготовки нефти предусмотрена установка подготовки воды, что позволяет значительно снизить концентрацию углеводородов в смеси, закачиваемой в пласт. Тем самым не наносится вред литосфере.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Правовую основу защиты в чрезвычайных ситуациях составляют отдельные разделы законов «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «О пожарной безопасности», «Об охране окружающей среды». Основопологающим законом, регламентирующим

организацию работ по профилактике ЧС, порядку действий в ЧС и ликвидации их последствий, является Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

6.4.1 Анализ возможных ЧС

1) Взрыв и пожар представляет собой большую опасность как для персонала, так и для окружающей среды. Причиной возникновения пожара и взрыва на установках промысла является разгерметизация трубопровода вследствие человеческого фактора, износа оборудования или стихийного бедствия;

2) Утечка масла и конденсата при износе изоляционного оборудования;

3) Остановка электроснабжения, что приводит к остановке всего насосного оборудования, срыву технологического режима, работе в аварийные емкости некондиционного потока.

4) Гроза – что может привести к выходу из строя подстанций, остановке электроснабжения.

6.4.2 Наиболее типичная чрезвычайная ситуация

На установке подготовки нефти наиболее типичная ЧС – остановка электроснабжения. В этом случае есть комплекс мероприятий, который обеспечивает сохранность технологического процесса. В случае кратковременной потери – производится быстрый перезапуск оборудования. В случае потери электроснабжения на длительный срок – всю готовую продукцию отгружают в аварийную ёмкость – далее в пласт. Запускается дизельная станция для восстановления снабжения, а именно обеспечения электричеством наиболее значимых объектов. %[22]

Ответственность за ликвидацию аварии, до приезда ответственного руководителя (начальника службы, главного инженера), несет сменный инженер объекта, принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима работы оборудования. В случае его неправильных действий главный инженер (начальник службы) промысла обязан вмешаться в

ход ликвидации аварии вплоть до отстранения сменного инженера, принимая на себя руководство и ответственность за дальнейший ход ликвидации аварии.

Вывод:

Согласно проведенным исследованиям, были выявлены опасные и вредные факторы, возникающие при эксплуатации технологического оборудования УПН, а также проведен анализ вредного воздействия объекта на экологию. Разобраны методы безопасного введения технологических работ. Организация придает большое значение экологической безопасности и охране окружающей среды. %[25]

Заключение

Процесс подготовки добываемой газо-водонефтяной эмульсии заключается в отделении от нефти и утилизации попутно добываемого нефтяного газа, подтоварной воды и получении нефти товарной кондиции в соответствии с требованиями ГОСТ №9965-76. Подготовка поступившей по нефтесбору жидкости, осуществляется в несколько технологических ступеней и зависит от содержания попутного нефтяного газа и стойкости газо-водонефтяной эмульсии к отделению подтоварной воды, а также физических свойств. Поступившая на Установку подготовки нефти газо-водонефтяная эмульсия проходит трехступенчатую подготовку до товарной кондиции. Товарная нефть по системе трубопроводов поступает в РВС 3000, после чего ведется дальнейшая перекачка на ЦПС .

Технология сбора и подготовки нефти и газа Майского месторождения выполняет свои задачи в полном объеме, согласно технологическому режиму. Качество подготовки нефти и газа соответствует требуемым нормам.

В связи с активной разработкой данного месторождения, строительство УПН было рациональным шагом в общем развитии компании Норд Империял. УПН является важным элементом в рамках пробной эксплуатации, позволяет опробовать различные подходы к разработке месторождения.

Список использованной литературы

1. Борисов С.И., Петров А.А. О повторном использовании реагентов-деэмульгаторов при промысловой подготовке нефти. Нефтепромысловое дело. – 2006 г. ст.19
2. Левченко Д.Н., Берштейн Н.В., Худяков А.Д., Николаева Н.М. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения. – М.: Химия, 2005 <http://bookre.org/reader?file=634829>
3. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 2007 https://www.studmed.ru/lutoshkin-gs-sbor-i-podgotovka-nefti-gaza-i-vody_bd5c84e5cdc.html
4. Максимов Ю.В., Иванов С.С., Замаскина Е.В. Сепарация нефти, добываемой из подгазовых нефтяных оторочек//Нефтяное хозяйство. -2017.- № 1127.-с. 124-127
5. Танатаров М.А., Кондратьев А.А. Проектирование установок первичной переработки нефти. – М.: Химия, 2007
6. Ширшов А.Н., Камьянов В.Ф., Попова Ю.Г., Арбузов В.Н. Промысловая деэмульсация нефти и эффективность использования реагентов-деэмульгаторов. – Часть I. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010
7. Справочная книга по добыче нефти. / Под ред. Ш.К. Гиматулинова. – М.: Недра, 2007 https://www.studmed.ru/gimatulinov-shk-red-spravochnoe-rukovodstvo-po-proektirovaniyu-razrabotki-i-ekspluatacii-neftyanyh-mestorozhdeniy-dobycha-nefti_50df7bcc8ee.html
8. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. / Под ред. Ю.Г. Попова – М.: Недра, 2009
9. Технологический регламент Майского месторождения по эксплуатации установки подготовки нефти
10. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986. – 328 с.; https://www.studmed.ru/zheltoy-yup-razrabotka-neftyanyh-mestorozhdeniy_cf0a82adcdd.html

11. Байков В.А., Зорин А.М.. Управление заводнением многопластовой залежи Приобского месторождения с помощью оборудования одновременно-раздельной закачки//Нефтяное хозяйство. – 2014. - №10. – С. 92-95;
12. Методические указания по разработке сметных норм и расценок на эксплуатацию строительных машин и автотранспортных средств. Центральный научно-исследовательский институт экономики и управления строительством Госстроя России (ответственный исполнитель к.э.н. А.А. Солин);
13. Международный стандарт ICCSR 26000:2001;
14. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
15. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
16. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования;
17. ГОСТ 12.1.005-88 Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны;
18. Правила устройства электроустановок;
<https://base.garant.ru/3923095/>
<https://base.garant.ru/3923095/>
19. ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные;
20. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
21. ГОСТ Р 50462. Идентификация проводников во всех электроустановках по цветам или цифровым значениям;
22. Федеральный закон «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа»; <http://www.book.lib-i.ru/25tehlicheskie/854149-1-ministerstvo-obrazovaniya-nauki-rossiyskoy-federacii-federalnoe-gosudarstvennoe-avt.php>
23. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. «Безопасность жизнедеятельности»: Учебное пособие – Томск: Издательство ТПУ, 2003-144с.;
24. Постановление правительства РФ от 15 апреля 2002 г. № 240 «Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации»;

25. Постановление Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. №56 «Об утверждении Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности»